

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



TRABAJO DE FIN DE GRADO

DISEÑO Y MODELACION DE LA POTENCIA GENERADA DE UN CAMPO EÓLICO MARINO SITUADO EN LA COSTA DE A CORUÑA

Autora:
Laura de la Cruz Fuentenebro

Tutor:
Javier Villa Briongos

Madrid, Septiembre de 2014

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi tutor, Javier Villa Briongos, todos los consejos y enseñanzas que me ha aportado, su disponibilidad en todo momento y el hacerme ver que las cosas no son tan difíciles como parece en un principio. También quiero agradecer a mis padres su apoyo, la confianza que tienen en que puedo llevar a cabo todo lo que me proponga, y sobre todo, su paciencia. A Mario, el preguntarme cada día “¿Qué tal lo llevas?”, darme ánimos y su gran ayuda en el último capítulo. A Cristóbal por recordarme cada día que ya me queda menos. Y por último, a todos mis familiares y amigos que en algún momento del trabajo han estado ahí para motivarme. Gracias.

Resumen

En el presente proyecto se realiza un estudio del recurso eólico existente en un emplazamiento de la costa de A Coruña y se lleva a cabo el diseño de un parque eólico marino en dicho emplazamiento, y su correspondiente estudio económico. Para ello, ha sido necesario realizar un estudio previo de las características propias del viento, así como de las particularidades de las instalaciones marinas ya existentes y la situación de la tecnología actual de este tipo de instalaciones. Por ello, el proyecto se divide en cuatro capítulos claramente diferenciados cuya información se completa con los anexos que incluye.

Para comenzar, en el capítulo introductorio se realiza un recorrido histórico y se plantea la situación actual de la energía eólica terrestre y marina. También se estudia la tecnología propia de ambas variantes y sus ventajas e inconvenientes, con el fin de compararlas y establecer sus diferencias y similitudes. Es este capítulo el que provoca la motivación para comprobar si es viable instalar parques eólicos marinos en aguas españolas, y así aprovechar las ventajas que presentan.

Tras el estudio de los factores a tener en cuenta en la evaluación del recurso eólico y en el diseño del parque (llevado a cabo en el segundo capítulo), se selecciona el emplazamiento en el que se aplican los conocimientos adquiridos en dicho estudio. Se consideran las restricciones que presentan las costas españolas en lo que respecta a batimetría, el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral y las conexiones a la red eléctrica disponibles y en desarrollo, entre otras cuestiones, para finalmente elegir como emplazamiento un lugar a unos 8 km de la Playa de Arnados en las costas de La Coruña en el que la profundidad no supera los 50 m. Para este emplazamiento se definen las principales características del viento, analizando los datos de los que se disponen para el emplazamiento en concreto y se establece la orientación que deberá tener el parque. Es importante determinar el recurso eólico de la zona, ya que de ello dependerá la viabilidad económica del proyecto. Mediante la selección del aerogenerador se deja definida la potencia nominal del parque que finalmente se fija en 60 MW proporcionada por 12 aerogeneradores.

Una vez definidas las principales características del parque, se realiza el estudio económico del mismo para determinar su rentabilidad. Dicho estudio se realiza a 25 años, que se estima que será la vida útil del parque eólico. En primer lugar se analiza la inversión que se debe realizar, presentando el presupuesto aproximado de cada uno de los componentes del parque eólico. Después se indaga en los costes de operación y mantenimiento anuales que conllevará el parque, en las condiciones del préstamo, en las amortizaciones y en los ingresos anuales para, con todo ello, calcular ciertos indicadores económicos de la rentabilidad. Al obtener el resultado que proporcionan los indicadores económicos se comprueba que la influencia de las primas que proporciona el gobierno a este tipo de instalaciones y las condiciones del préstamo tienen un gran peso en la rentabilidad del proyecto.

Índice general

ÍNDICE DE FIGURAS.....	IV
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
OBJETIVO Y METODOLOGÍA EMPLEADA	1
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 EÓLICA GENERAL	3
1.1.1 Introducción	3
1.1.2 Historia y Estado actual	3
1.1.3 Eólica en España.....	9
1.1.4 Ventajas.....	14
1.1.5 Inconvenientes	14
1.1.6 Tecnología.....	15
1.1.6.1 El aerogenerador.....	15
1.1.6.1.1 Componentes de un aerogenerador	16
1.1.6.1.2 Sistema de control de funcionamiento.....	17
1.1.6.1.3 Sistema eléctrico.....	18
1.1.6.1.4 Curva de potencia	18
1.1.7 Desafíos o retos.....	19
1.2 EÓLICA OFFSHORE	21
1.2.1 Introducción	21
1.2.2 Historia y Estado actual	22
1.2.3 Parques eólicos marinos en las costas españolas.....	26
1.2.4 Ventajas con respecto a la eólica terrestre	27
1.2.5 Inconvenientes con respecto a la eólica terrestre.....	28
1.2.6 Tecnología eólica offshore	29
1.2.6.1 El aerogenerador.....	29
1.2.6.2 Soportes.....	30
1.2.7 Desafíos o retos.....	34
CAPÍTULO 2. EL PROCESO DE GENERACIÓN Y DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO	38
2.1 ASPECTOS GENERALES PARA LA EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO	38
2.1.1 Mecánica del movimiento del viento.....	41
2.1.2 Caracterización energética.....	42
2.1.3 Energía del viento.....	43
2.1.4 Variaciones del viento.....	45
2.1.5 Características propias del medio marino.....	47
2.2 PROCESO PARA LA SELECCIÓN DE UN EMPLAZAMIENTO EN ESPAÑA.....	48
2.3 FACTORES CONDICIONANTES PARA LA INSTALACIÓN	53
2.3.1 Factores Extrínsecos	53
2.3.1.1 Factores Naturales	53
2.3.1.1.1 Territorio	53
2.3.1.1.2 Terreno.....	54
2.3.1.1.3 Fluidosfera.....	54
2.3.1.1.4 Máquina Térmica	57
2.3.1.1.5 Geodinámica externa	58
2.3.1.1.6 Geodinámica Interna.....	59
2.3.1.1.7 Dinámica Planetaria	59
2.3.1.1.8 Biocenosis.....	60

2.3.1.2 Factores Socioeconómicos.....	61
2.3.2 Factores Intrínsecos.....	63
2.3.3 Factores Compuestos.....	64
2.4 DESCRIPCIÓN DE LOS AEROGENERADORES COMERCIALES.....	65
2.5 PRINCIPIOS PARA EL DISEÑO DEL PARQUE.....	67
2.5.1 Aspectos técnicos de los parques eólicos, efectos de las estelas.....	69
2.5.1.1 Matriz de pérdidas.....	69
2.5.1.2 Cálculo de los modelos de pérdidas y estelas.....	70
CAPÍTULO 3. CASO DE ESTUDIO	75
3.1 EMPLAZAMIENTO	75
3.2 AEROGENERADOR.....	81
3.3 DATOS DEL EMPLAZAMIENTO DE ESTUDIO	84
3.3.1 Viento	86
3.3.1.1 Estabilidad del viento. Variación de la velocidad del viento con la altura.....	86
3.3.1.1.1 Perfil Logarítmico (ley de registro)	87
3.3.1.1.2 Perfil de la ley de potencia	89
3.3.1.2 Cálculos para la caracterización del recurso y evaluación del potencial	90
3.3.1.2.1 Uso directo de los datos.....	91
3.3.1.2.2 Uso de métodos estadísticos	95
3.3.1.2.3 Comprobación mediante la aplicación Meteosim	100
3.3.1.3 Turbulencia	102
3.3.2 Oleaje.....	104
3.3.3 Mareas.....	105
3.4 DISEÑO DEL PARQUE	105
CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL CAMPO MARINO.....	109
4.1 PARÁMETROS DEL ESTUDIO ECONÓMICO	110
4.1.1 Inversión Inicial.....	110
4.1.1.1 Aerogeneradores.....	110
4.1.1.2 Conexión a la red.....	111
4.1.1.3 Cimentaciones.....	111
4.1.1.4 Sistemas auxiliares	111
4.1.1.5 Ingeniería y estudios previos.....	111
4.1.2 Costes.....	112
4.1.3 Financiación	112
4.1.4 Amortizaciones.....	113
4.1.5 Ingresos.....	114
4.1.5.1 Retribución por facturación	114
4.1.5.2 Compensación por energía reactiva	115
4.2 FLUJOS DE CAJA E INDICADORES ECONÓMICOS.....	116
4.2.1 VAN.....	117
4.2.2 TIR.....	118
4.2.3 Plazo de recuperación o “pay back”	119
4.3 VALOR DE MERCADO DE LA ENERGÍA EÓLICA	119
CONCLUSIONES.....	121
ANEXO I: NORMATIVA	123
PROCEDIMIENTO PARA LA PUESTA EN MARCHA DE UN PARQUE EÓLICO MARINO	124
ANEXO II: INSTRUMENTACIÓN PARA LA CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO DISPONIBLE	125

<i>Instrumentación para la medida de la velocidad del viento</i>	<i>126</i>
➤ Anemómetros de copa.....	126
➤ Anemómetro de Hélice	127
➤ Anemómetros de cometa	128
➤ Sensores acústicos Doppler (SODAR)	128
<i>Instrumentación para determinar la dirección del viento.....</i>	<i>129</i>
<i>Torres de instrumentación.....</i>	<i>129</i>
<i>Sistema de grabación de datos</i>	<i>130</i>
<i>Análisis de los datos de viento</i>	<i>131</i>
ANEXO III: MAPAS DE ACTIVIDADES PESQUERAS REALIZADAS EN GALICIA.....	133
ANEXO IV: GRÁFICOS Y DATOS UTILIZADOS EN LOS CÁLCULOS PARA DESCRIBIR EL RECURSO EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO	137
1. GRÁFICOS DEL RÉGIMEN MEDIO DE VELOCIDAD PARA HALLAR LOS PARÁMETROS DE WEIBULL	137
2. ROSAS DE LOS VIENTOS ANUALES DEL EMPLAZAMIENTO	139
3. TABLAS DE VELOCIDADES MÁXIMAS REGISTRADAS	144
REFERENCIAS	145
Capítulo 1	145
Capítulo 2	145
Capítulo 3	146
Capítulo 4	146
Anexo I	147
Anexo II	147
Anexo III	147
Anexo IV	147

Índice de Figuras

CAPÍTULO 1:

Figura 1.1. Evolución del tamaño y la potencia de los aerogeneradores, 1980-2010	6
Figura 1.2. Crecimiento de la capacidad de generación de energía eólica mundial	7
Figura 1.3. Potencia eólica instalada en el mundo a finales de 2010	7
Figura 1.4. Potencia eólica instalada en UE-27 en 2010	8
Figura 1.5. Potencia eólica anual instalada en el mundo. 1996-2013.	8
Figura 1.6. Potencia eólica instalada acumulada. 1996-2013.	9
Figura 1.7. Porcentaje de crecimiento por países de la energía eólica en la UE en 2013.	9
Figura 1.8. Datos estimativos de la potencia total instalada en España al cierre de cada año	11
Figura 1.9. Incremento anual y tasa de variación de la potencia instalada en España	12
Figura 1.10. Cobertura de demanda energética en España en 2013.	12
Figura 1.11. Gráfico del reparto de potencia instalada por Comunidades y la contribución a la misma llevada a cabo cada año	13
Figura 1.12. Fuerzas en las palas de un aerogenerador	15
Figura 1.13. Disposición típica dentro de la góndola de un aerogenerador de eje horizontal	17
Figura 1.14. Ejemplo de Curva de Potencia de una turbina.	19
Figura 1.15. Previsiones de potencia eólica anual instalada en España	20
Figura 1.16. Parque eólico de Vindeby	22
Figura 1.17. Potencia eólica offshore total acumulada y anual en la UE	24
Figura 1.18. Distribución de la nueva capacidad en la UE por países, 2013	24
Figura 1.19. Distribución de la nueva capacidad en la UE, 2013	25
Figura 1.20. Profundidad y distancia a la costa de las nuevas turbinas en la UE, 2013	25
Figura 1.21. Distribución de costes aerogenerador en tierra.	28
Figura 1.22. Distribución de costes aerogenerador marino	28
Figura 1.23. Cimentaciones de los aerogeneradores en función de la profundidad	31
Figura 1.24. Estructura de gravedad.	31
Figura 1.25. Estructura monopilote.	32
Figura 1.26. Estructura tipo trípode.	32
Figura 1.27. Estructura tipo jacket.	32
Figura 1.28. Clasificación de estructuras flotantes.	33
Figura 1.29. Previsiones de la Evolución de la potencia acumulada en España.	35
Figura 1.30. Previsión de la potencia instalada por subsectores en España.	35
Figura 1.31. Previsión de la evolución de la producción anual por subsectores en España	36
Figura 1.32. Previsión de la evolución de la potencia marina anual y acumulada	36

CAPÍTULO 2:

Figura 2.1. Corrientes verticales de aire.	38
Figura 2.2. Circulación del viento en el Hemisferio Norte	39
Figura 2.3. Influencia de los obstáculos en la velocidad del viento	40
Figura 2.4 Representación del viento geostrófico; F_p , fuerza de presión en el aire; F_c , fuerza de Coriolis.	42
Figura 2.5. Coeficiente de potencia C_p máximo en tanto por ciento en función de la velocidad del rotor λ .	45
Figura 2.6. Variaciones diarias recurso eólico.	46
Figura 2.7. Recurso eólico existente en el litoral español.	48
Figura 2.8. Zonificación "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral"	

para parques eólicos marinos.....	49
Figura 2.9. Mapa batimétrico de la península ibérica y las Islas Canarias con los valores de la leyenda expresados en metros.....	51
Figura 2.10. Mapa de los recursos y actividades pesqueras en el litoral Español.....	52
Figura 2.11. Distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento.....	68
Figura 2.12. Esquema descriptivo del efecto de una estela.....	71
Figura 2.13. Coeficiente de empuje como función de la razón de velocidades en la hélice.....	72
Figura 2.14. Comparación de la curva de potencia de una turbina aislada y un parque eólico.....	73

CAPÍTULO 3:

Figura 3.1. Mapa Eólico de Galicia, Velocidad Media Estacional.....	75
Figura 3.2. Mapa Eólico de Galicia, Velocidad Media Anual.....	76
Figura 3.3. Mapa eólico de Galicia. Densidad media anual de potencia.....	76
Figura 3.4. Mapa Batimétrico de la Costa Gallega.....	77
Figura 3.5. Carta Náutica de Galicia y distancia del emplazamiento a la costa.....	78
Figura 3.6. Mapa del sistema eléctrico actual, en verde las líneas de 220 kW.....	79
Figura 3.7. Detalle del mapa del sistema eléctrico actual de la zona.....	80
Figura 3.8. Refuerzo de REE según planificación 2007-16.....	80
Figura 3.9. Primer prototipo de la turbina G128-5.0 MW, instalado en el puerto Arinaga, sito en las Islas Canarias.....	82
Figura 3.10. Grúa acoplada a nacelle, Gamesa FlexiFit.....	82
Figura 3.11. Curva de potencia del aerogenerador seleccionado representada en color naranja.....	83
Figura 3.12. Esquema de conexión a la red y sus características.....	84
Figura 3.13. Características de los puntos de datos cercanos al emplazamiento.....	85
Figura 3.14. Localización del punto WANA 1045074.....	86
Figura 3.15. Curva de Potencia del Aerogenerador del caso de estudio y función próxima a la misma.....	92
Figura 3.16. Curva de duración máxima de excedencia de velocidad del emplazamiento del caso de Estudio.....	94
Figura 3.17. Curva de duración de potencia disponible y generada del emplazamiento.....	94
Figura 3.18. Distribución de Rayleigh del recurso eólico del emplazamiento del caso de estudio.....	95
Figura 3.19. Distribución de Weibull del recurso eólico del emplazamiento del caso de estudio.....	98
Figura 3.20. Coeficiente de Potencia del emplazamiento en estudio.....	100
Figura 3.21. Localización Estación de Malpica.....	102
Figura 3.22. Línea en la que se distribuyen los aerogeneradores y su longitud en metros.....	106

CAPÍTULO 4:

Figura 4.1. Factores a tener en cuenta en la economía de la Energía Eólica.....	109
Figura 4.2. Prima de referencia para instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial (c€/kWh).....	114
Figura 4.3. % de Bonificación por Energía Reactiva.....	115

ANEXO I.

ANEXO II:

Figura II. I. Anemómetro de copa.....	126
Figura II. II. Anemómetro de Hélice.....	127

ANEXO III:

<i>Figura III.I. Distribución geográfica del esfuerzo de arrastre con puertas.</i>	132
<i>Figura III.II. Distribución geográfica del esfuerzo de arrastre con parejas.</i>	133
<i>Figura III.III. Distribución geográfica del esfuerzo con palangre de fondo.</i>	133
<i>Figura III. IV Distribución geográfica del esfuerzo con arte de enmalle (volanta y rasco conjuntamente).</i>	134
<i>Figura III. V. Distribución geográfica del esfuerzo con arte de cerco.</i>	134

ANEXO IV.

Índice de Tablas

CAPÍTULO 1:

Tabla 1.1. Datos de potencia instalada y nº de parques por comunidades Autónomas.....	13
Tabla 1.2. Valores de potencia y nº de instalaciones eólicas marinas a finales de 2010.....	23
Tabla 1.3. Resumen de las características de las estructuras offshore.....	34
Tabla 1.4. Resumen comparativo de la eólica terrestre y marina.....	37

CAPÍTULO 2:

Tabla 2.1. Valor de α que depende de la rugosidad del terreno.....	40
Tabla 2.2. Influencia de la velocidad en la potencia por unidad de área.....	44
Tabla 2.3. Superficie desglosada según tipo de la zonificación EEAL.....	50
Tabla 2.4. Resumen de la superficie disponible en el litoral español.....	52
Tabla 2.5. Esquema de los factores condicionantes para la instalación de un parque eólico marino.....	53
Tabla 2.6. Resumen de los impactos generados por factores naturales.....	61

CAPÍTULO 3:

Tabla 3.1. Características técnicas del aerogenerador.....	83
Tabla 3.2. Valores de la longitud de la rugosidad para varios tipos de terreno.....	88
Tabla 3.3. Parámetros de Weibull para el emplazamiento en estudio.....	96
Tabla 3.4. Velocidad media y distribución por direcciones a 80 m proporcionados por Meteosim.....	101
Tabla 3.5. Cálculo de horas equivalentes y producción de MWh por año realizado por Meteosim.....	101
Tabla 3.6. Tabla de alturas máximas de las olas por meses.....	104
Tabla 3.7. Resumen de las principales características del parque eólico.....	108

CAPÍTULO 4:

Tabla 4.1. Inversión en aerogeneradores.....	110
Tabla 4.2. Inversión en conexión a la red y evacuación.....	111
Tabla 4.3. Inversión en estructuras Jacket.....	111
Tabla 4.4. Inversión en sistemas auxiliares.....	111
Tabla 4.5. Presupuesto aproximado final de la inversión inicial.....	112
Tabla 4.6. Costes de Operación y Mantenimiento anuales.....	112
Tabla 4.7. Condiciones de la financiación.....	113
Tabla 4.8. Pagos en el plazo de devolución.....	113
Tabla 4.9. Amortización anual fija del parque eólico.....	113
Tabla 4.10. Resumen de los ingresos totales anuales.....	116
Tabla 4.11. Resumen de cuentas, flujos de caja anuales.....	117
Tabla 4.12. Flujos de caja actualizados y cálculo del VAN.....	118
Tabla 4.13. Plazo de recuperación de la inversión.....	119

ANEXO I.

ANEXO II:

Tabla II.1. Descripción de AWEA de las principales clases de sistemas de medida de viento.....	130
--	-----

ANEXO III:

Tabla III.1. Actividades pesqueras en la costa Noratlántica y afluencia de las mismas.....	132
--	-----

ANEXO IV.

Tabla IV. I. Velocidad máxima del viento registrada en el emplazamiento desde 1958 a 2014.....	143
Tabla IV. Velocidad máxima del viento registrada en el emplazamiento en el año 2013.....	143

Objetivo y metodología empleada

El objetivo principal es desarrollar el proyecto de un parque eólico marino, competitivo y rentable en la costa española.

Para alcanzar este objetivo principal, el presente proyecto se divide en cuatro capítulos y una serie de anexos, cada uno de ellos con su objetivo particular. El recorrido por estos objetivos será la metodología de trabajo empleada, tal y como se detalla a continuación.

El primer capítulo sirve para tener una idea general de la energía eólica. Para ello, este primer capítulo se divide en dos bloques. En el primero de ellos se presenta la evolución de la energía eólica a lo largo de la historia y su estado actual, dedicando un apartado en concreto a su situación en España. También se describe la tecnología actual y los desafíos o retos que se pretenden alcanzar en la actualidad. Todo ello de la energía eólica en general. Después se pasa a un segundo bloque, en el cual se analizan los mismos aspectos que en el primero, pero de la energía eólica *offshore* en concreto. De esta manera al finalizar el capítulo se pueden establecer las principales diferencias y similitudes entre la energía eólica terrestre (con mayor grado de madurez, y por tanto, más conocida) y la energía eólica marina, y tener una visión global de ambas. Para ello, muchos de los datos recopilados se presentan en gráficas *Excel*, lo que permite obtener una idea más visual.

El segundo capítulo está dedicado a presentar y estudiar todos los aspectos que se han de tener en cuenta en el proceso de generación y en el diseño de un parque eólico *offshore*. En primer lugar se hace un análisis de las características generales del viento que se deben conocer para poder evaluarlo. En el apartado siguiente se enumeran una serie de criterios que se deben considerar para seleccionar un emplazamiento en España y se indican cuáles son las zonas más aptas en la costa española para instalar un parque eólico marino teniendo en cuenta esos criterios. Después se hace un recorrido por todos los factores condicionantes para la instalación, no sólo técnicos, que se deben tener en cuenta en un emplazamiento. El recorrido por estos factores permite, además, tener una idea del impacto ambiental que puede generar este tipo de proyectos (aunque no se dedica un capítulo en concreto al impacto ambiental por no ser el objetivo del proyecto, se tiene en cuenta a lo largo del mismo). Para finalizar el capítulo, se hace un resumen de los principales aerogeneradores *offshore* que se encuentran en el mercado y se describen los principios a tener en cuenta en el diseño del parque eólico para elegir la configuración óptima en planta del parque y aprovechar mejor el recurso eólico y el espacio.

En el tercer capítulo se aplica todo lo estudiado en el capítulo anterior para el emplazamiento seleccionado que se encuentra en las costas de A Coruña. En este capítulo se muestran y se analizan una serie de mapas del emplazamiento seleccionado. También se lleva a cabo el tratamiento de los datos del recurso eólico, del oleaje y de las mareas, y se presentan un conjunto de resultados y variables estadísticas, algunas de ellas en forma de gráficos *Excel*. Finalmente con los resultados obtenidos, se decide el diseño final del parque.

El cuarto y último capítulo presenta la evaluación económica del caso de estudio. En este capítulo se realiza un presupuesto aproximado del parque eólico y se utilizan una serie de indicadores económicos para determinar su rentabilidad y de esta manera comprobar si el proyecto es viable o no.

Finalmente se incluyen cuatro anexos:

- En el Anexo I se enumera la normativa que se tiene en cuenta a lo largo del proyecto.
- El Anexo II recoge las definiciones y las principales características de la instrumentación que se emplea para recopilar los datos del recurso eólico y su posterior análisis.
- El Anexo III resume las principales actividades pesqueras que se realizan en Galicia a las cuales puede afectar la instalación del parque eólico. Se incluyen una serie de mapas en los que se puede observar la distribución a lo largo de la costa Noratlántica de cada una de estas actividades y dónde es mayor su concentración.
- En el Anexo IV se recogen los gráficos que se emplean en el Capítulo 3 para evaluar el recurso eólico y las tablas de los valores máximos de velocidad en el emplazamiento.

CAPÍTULO 1. Introducción

1.1 *Eólica general*

1.1.1 Introducción

En la actualidad existe un aumento de la demanda energética ocasionada por factores como el desarrollo tecnológico, el aumento de la población, crecimiento de economías emergentes... que hacen del futuro energético un problema a nivel mundial. Esto, unido a la relevancia alcanzada por la conservación de los recursos naturales y la protección del medio ambiente, ha fomentado un uso racional de la energía y políticas para impulsar las energías renovables.

Cabe añadir, que la cantidad de combustibles fósiles es cada vez menor, lo que hace que su precio aumente cada vez más y exista la necesidad de buscar fuentes de energía que los sustituyan, en especial en países donde se carece de reservas de estos combustibles. Además, la emisión de gases a la atmósfera que se producen durante la combustión de los combustibles fósiles repercute sobre el medio ambiente, ya que contribuyen al efecto invernadero, y por lo tanto, al cambio climático.

En cuanto a la energía nuclear, existe una desconfianza generalizada por parte de los gobernantes y de la población debido a los peligros que conlleva por lo que se tiende a descartar de las propuestas y proyectos energéticos de los países.

Las energías renovables, también llamadas energías limpias o verdes, reducen las emisiones de gases que producen el efecto invernadero. Algunas de estas fuentes de energías son la energía eólica, solar, hidráulica, geotérmica y biomasa. Una de las políticas que fomentan el uso de estas energías es el Protocolo de Kioto por el cuál muchos países se comprometen a reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), entre ellos España, lo que ha hecho que en los últimos años las tecnologías propias de la generación eléctrica a partir de este tipo de energías hayan tenido un gran desarrollo. Es por tanto un reto, producir más y mejor pero de una manera sostenible y preservando el medio ambiente.

Dentro de las distintas energías renovables, la energía eólica ha tenido un auge importante en la última década, tanto en lo que respecta a la opinión pública como en el desarrollo tecnológico que ha experimentado y que la ha posicionado como una forma de energía rentable. La Unión Europea se sitúa a la cabeza en el desarrollo e instalación de este tipo de energía debido, en parte, a políticas que fomentan su comercialización, como tarifas especiales de conexión a la red.

1.1.2 Historia y Estado actual

La energía eólica se ha utilizado con distintas finalidades desde la antigüedad como moler el grano, bombear agua, propulsar embarcaciones de vela, etc.

Alrededor del año 3000 AC, los egipcios la empleaban para propulsar sus barcos de vela, lo que supuso un gran avance para el comercio. Más tarde este tipo de embarcaciones fueron utilizadas también por los fenicios y los romanos que requerían de la utilización de

remos además del viento para contrarrestar una de las principales características del viento, su discontinuidad.

En cuanto a los molinos de viento, no se conoce con precisión su origen pero sí que son posteriores a la navegación y a los molinos hidráulicos. Se dice que ya en el año 2000 AC, Hammurabi (el sexto rey de Babilonia durante el Primer Imperio Babilónico) usaba los molinos de viento para elevar el agua de irrigación, pero los primeros molinos conocidos son los utilizados por los persas en el siglo VII. Utilizaban motores de eje vertical para elevar el agua destinado a regar y moler el grano. Estos aparatos solían construirse de tamaños semejantes, de manera que cuando se necesitaba más potencia se usaba mayor número de ellos. En China utilizaban molinos de viento similares, llamados panémonas, para bombear agua en las salinas, que pudieron ser precursores de los molinos persas. Otros piensan que fueron inspirados directamente en las velas de los barcos.

Posteriormente, con referencias del siglo XII, apareció el molino en Occidente. Éste era de eje horizontal, lo cual permitía obtener mayor potencia. Se cree que es la evolución del molino utilizado en oriente y que su tecnología fue introducida en Europa durante las cruzadas y desarrollada por ingleses y franceses. Por ser de eje horizontal requiere de un mecanismo para encarar el rotor, lo que complicaba su construcción (turbina tipo axial). Aproximadamente en el siglo XIII estas máquinas ya se empleaban para moler el grano, de ahí que actualmente sigamos utilizando el término “molino de viento”.

Fue en el siglo XIV cuando apareció el molino de torre. El rotor se situaba en la parte superior de la torre y estaba formado por aspas móviles orientadas a barlovento mediante un eje horizontal. La parte inferior solía ser de ladrillo o piedra y solidaria al suelo, lo que lo dotaba de mayor solidez y duración. El mecanismo más efectivo de los que utilizaban, era el del molino de cola, el cual disponía de unas pequeñas aspas perpendiculares a las principales que permitían mejorar la orientación del rotor, de manera que si el rotor de potencia estaba encarado al viento, el rotor de direccionamiento permanecía estacionario al recibir el viento de un lado. Si se producía un cambio de dirección en el viento hacía que girase mediante un conjunto de engranajes. Una evolución de este mecanismo se emplea hoy en día. Estos molinos, además de para bombear agua y moler grano, se empleaban en serrerías, herrerías, extraer minerales, actividades que requerían potencia concentrada.

En el siglo XVII comenzaron a incluirse mejoras tecnológicas como dar torsión a la pala para mejorar su rendimiento aerodinámico y en el siglo XVIII se añadieron los rodamientos en los ejes de los molinos más avanzados.

En el siglo XVIII, al comienzo de la revolución industrial, en Holanda existían 10 000 molinos y en el año 1930 en Dinamarca se podían contabilizar 30 000 aproximadamente, aunque podían ser encontrados por toda Europa y América del Norte y del Sur.

Durante el siglo XIX el uso de la energía eólica cayó a favor del uso de los primeros motores térmicos, la máquina de vapor primero y los motores de combustión interna después, pero a pesar de ello, fue en este siglo cuando se comenzó a utilizar los molinos como fuente de energía eléctrica. *Charles F. Brush* construyó en Estados Unidos una turbina eólica de 12 kW para producir electricidad en corriente continua; esta energía se almacenaba en 12

baterías. También en este periodo fue cuando se incluyeron los sistemas de regulación de potencia en los molinos.

En Europa el precursor de la eólica fue el danés *Paul La Cour* que consiguió a través de turbinas eólicas provocar electrolisis para circuitos eléctricos finales del siglo XIX, diseñando así el primer aerogenerador eléctrico y marcando el comienzo de la energía eólica moderna. Antes de que se produjese la primera guerra mundial se alcanzaron 25 kW como potencia máxima en los aerogeneradores.

En el siglo XX, en la tecnología de los aerogeneradores se lograron importantes avances, ya que se introdujeron conocimientos de otras disciplinas como la aeronáutica o la mecánica de fluidos, logrando palas más aerodinámicas y con mayor rendimiento. Además *Betz* demostró que la máxima fracción de energía extraíble de una corriente uniforme abierta es el 60%, conocido como el límite de *Betz* y, posteriormente *Glauert* demostró que se puede obtener un rendimiento mayor cuando el cociente entre la velocidad de punta de pala y la velocidad incidente del viento es mayor, lo que se conoce como coeficiente de velocidad λ .

En 1927 *Dekkler* creó el primer rotor dotado de palas de sección aerodinámica, redondeado en su borde de ataque (barlovento) y afilado en su borde de salida (sotavento), de forma que se obtenían velocidades de punta de pala de 4 a 5 veces la velocidad del viento incidente, cuando anteriormente se obtenían valores de 2 a 3 veces. Ya se había demostrado que al aumentar la relación de velocidades, menor era la influencia del número de palas sobre el rendimiento. Esto hizo que se comenzaran a construir aeroturbinas de dos o tres palas lo que permitía abaratar costes.

Como consecuencia de la aplicación de la Ingeniería Aeronáutica, a partir de la década de los veinte, comenzaron una serie de desarrollos que confirmaron definitivamente las aeroturbinas de alto rendimiento y alta velocidad como el diseño más efectivo para la producción de energía eléctrica. Pero hicieron aparecer toda una serie de nuevos problemas, como las vibraciones estructurales, las vibraciones de las palas acopladas con la corriente de aire (aeroelasticidad), los problemas de corrosión, de duración, etc., sobre los cuales se dispone hoy en día de una sólida experiencia.

Hasta la segunda guerra mundial se construyeron aerogeneradores cada vez más grandes, pero los resultados que se obtenían no llegaban a ser satisfactorios debido a la inexperiencia. Pasada la guerra, se produjo un descenso en la evolución de los aerogeneradores debido en parte al bajo precio del petróleo. Sin embargo, cabe destacar, la iniciativa llevada a cabo por el gobierno danés, que tras realizar una evaluación detallada de los recursos del país, instaló en 1957 un generador de 240 kW en *Gedser* convirtiendo a este país en un líder mundial en este sector.

Fue a finales de la década de los setenta, coincidiendo con la crisis del petróleo, cuando aparecieron los primeros aerogeneradores comerciales tal y como los conocemos hoy en día. Se han conseguido importantes avances hasta la actualidad, en la que la tecnología de los aerogeneradores se ha consolidado como una tecnología madura y podemos encontrar numerosos fabricantes de aerogeneradores.

Al día de hoy, se ha logrado que, la energía eólica sea una fuente de energía barata capaz de competir con las fuentes de energía tradicionales. De manera que, en la actualidad, existe más de una veintena de fabricantes con plenas garantías de potencia y disponibilidad (tanto por ciento del tiempo útil que el aerogenerador está operativo) que puede llegar al 95% frente al 80% o 90% de las centrales convencionales (Lecuona, 2002).

La figura 1.1 muestra la evolución de tamaño y potencia de los aerogeneradores desde 1980 hasta 2010.

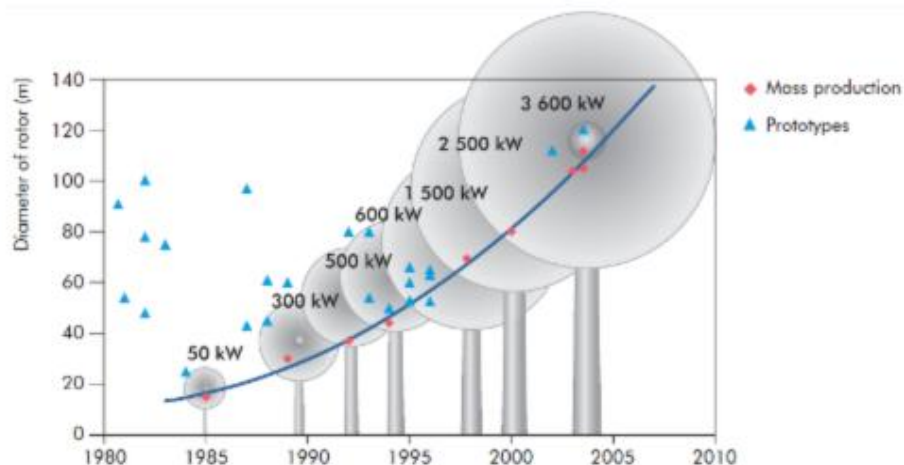


Figura 1.1. Evolución del tamaño y la potencia de los aerogeneradores, 1980-2010 (IEA, Energy Technology Perspectives 2008).

Desde el año 2001 la capacidad instalada mundial de generación eólica ha crecido un promedio anual del ~23%, hasta alcanzar los ~197 GW de potencia instalada en 2010 (*Global Wind Energy Council*, GWEC), siendo Europa el área con un mayor desarrollo, con el ~43% del total mundial. El papel que ha jugado España en este crecimiento ha sido fundamental, ya que representa el ~11% de la capacidad instalada mundial en 2010 con ~20,7 GW puestos en marcha, asociados todos ellos a la tecnología de eólica en tierra.

A pesar de la rápida expansión, en 2010 la energía eólica solo aportaba el ~1,6% del total de electricidad generada en todo el mundo. Sin embargo, el resultado fue mucho más significativo en España, donde un crecimiento acumulado en la generación eólica del 24% desde 2001 ha supuesto que el ~16% de la energía total generada en 2010 sea de origen eólico.

La figura 1.2 muestra la evolución de la potencia eólica instalada en el mundo y en concreto en la Unión Europea hasta el año 2010.

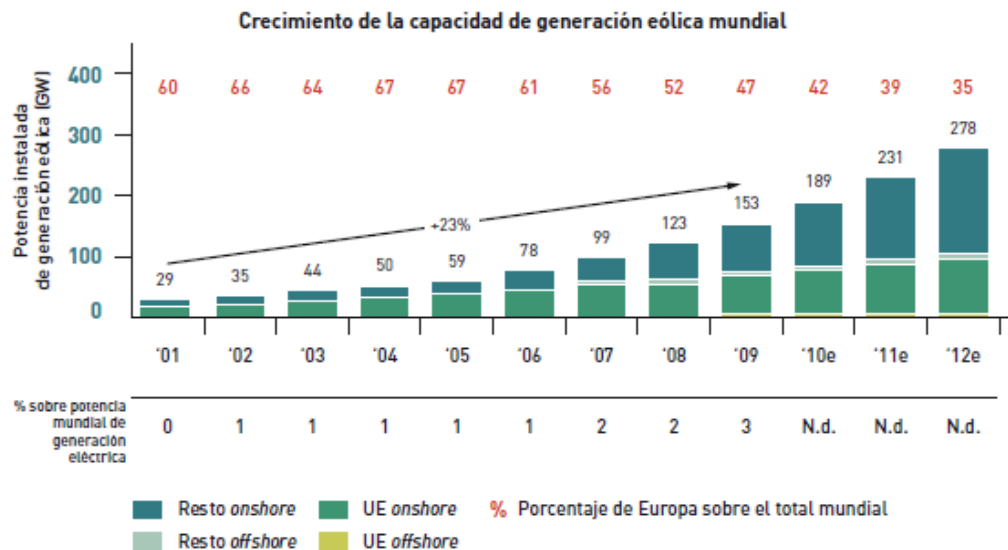


Figura 1.2. Crecimiento de la capacidad de generación de energía eólica mundial
 (IDAE, PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020; BCG; MUNDIAL: GWEC Y MAKE CONSULT; ESPAÑA: OBSERVATORIO EÓLICO AAE, REE, PLANES CCAA, ACUERDO DEL CONSEJO DE MINISTROS DEL 13 DE NOVIEMBRE DE 2009 SOBRE EL PRERREGISTRO)

En cuanto a la capacidad de generación eólica clasificada por países, a nivel mundial, se pueden destacar los siguientes datos:

A finales del año 2005, a nivel mundial, los cinco países con más potencia eólica instalada eran Alemania con (16.630 MW), España (8.155), EE. UU. (6.750), Dinamarca (3.120) e India (3.000). (IDAE, Plan de Energías Renovables 2006).

Al finalizar el año 2010, España se situaba como la cuarta potencia eólica mundial, y segunda europea, en términos de potencia eólica instalada, tras China (con 44.735 MW), Estados Unidos (con 40.180 MW), y Alemania (con 27.215 MW). (IDAE, Plan de Energías Renovables 2011-20).

La figura 1.3 muestra la potencia instalada en el mundo el día 21 de diciembre de 2010.

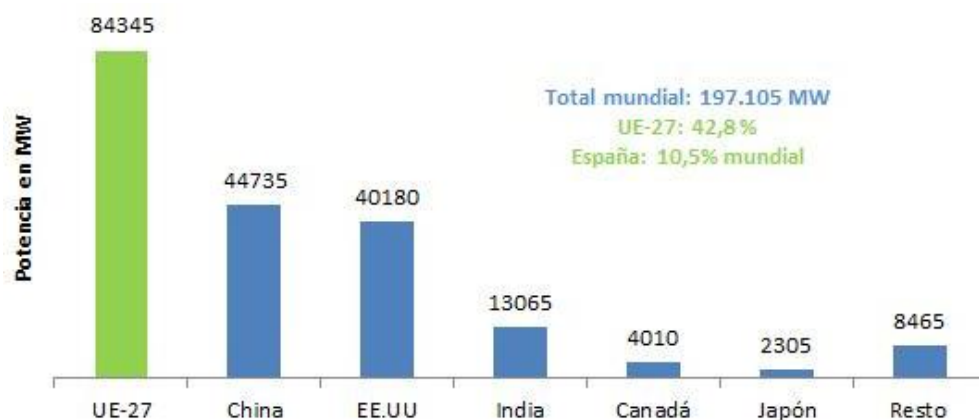


Figura 1.3. Potencia eólica instalada en el mundo a finales de 2010 (EWEA; GWEC)

La figura 1.4 muestra los datos de la potencia eólica instalada en Europa a finales del año 2010.

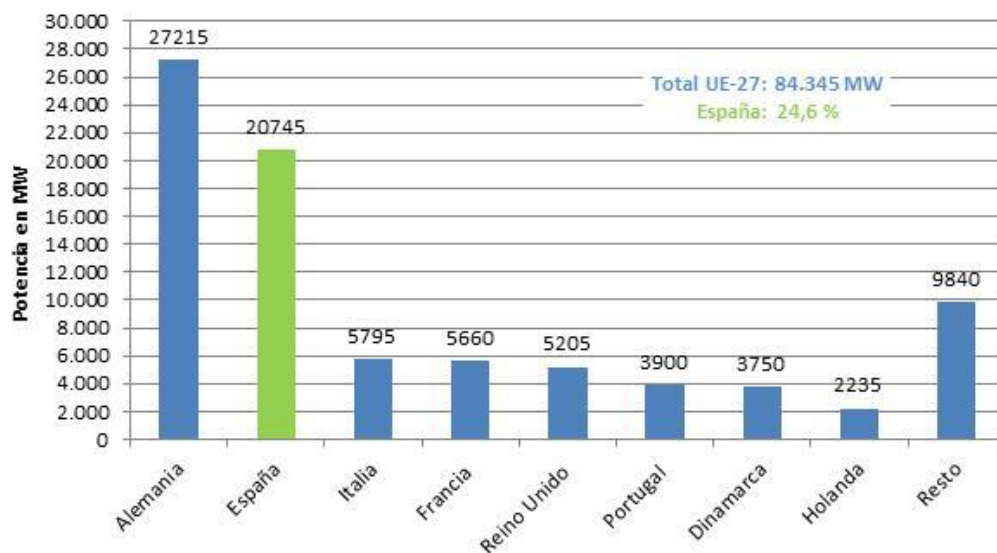


Figura 1.4. Potencia eólica instalada en UE-27 en 2010 (IDAE, PER 2011-20).

En 2013, la energía eólica instalada creció alrededor de un 12,5%, hasta situarse en 318.137 MW según los datos del *Global Wind Energy Council* (GWEC) siendo China, Estados Unidos, Alemania y España los primeros productores mundiales.

La figura 1.5 muestra la potencia anual instalada en el mundo 1996-2013.



Figura 1.5. Potencia eólica anual instalada en el mundo. 1996-2013.

En la figura 1.6 se puede apreciar la potencia eólica mundial instalada acumulada en el mismo periodo.

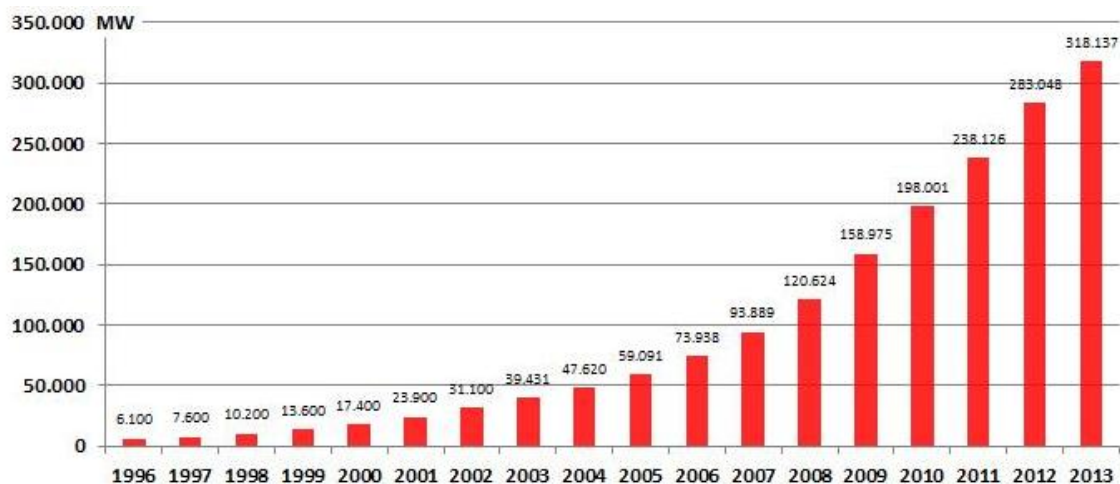


Figura 1.6. Potencia eólica instalada acumulada. 1996-2013.

En lo que respecta a la Unión Europea, este mismo año la potencia instalada creció en 11.159 MW. En la figura 1.7 se puede diferenciar el tanto por ciento del total del crecimiento en la Unión Europea con el que contribuyó cada país.

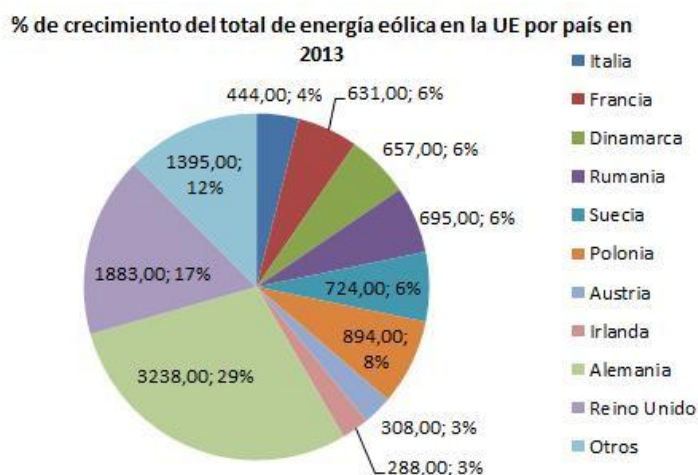


Figura 1.7. Porcentaje de crecimiento por países de la energía eólica en la UE en 2013.

En el horizonte 2020, la Comisión Europea prevé un crecimiento espectacular para la energía eólica en la próxima década, asignándole el papel de la tecnología con mayor incremento de nueva potencia en funcionamiento en el periodo 2011-2020: 136 GW hasta alcanzar los 222 GW eólicos en 2020. Estos 136 GW eólicos nuevos representarían más del 40% del incremento total previsto de potencia eléctrica, aproximadamente 333 GW, en toda la Unión Europea durante el periodo 2011-2020 (IDAE, PER 2011-20).

1.1.3 Eólica en España

Los primeros datos conocidos de la aparición del uso de la energía eólica en la península ibérica datan del medievo, cuando en las zonas cristianas aparecieron los primeros molinos. Posteriormente su presencia se incrementó en el califato de Córdoba. Quedan gran cantidad de restos de estos molinos de entre los siglos XVI y XIX como los molinos manchegos del campo de Criptana, andaluces en Huelva y Cádiz, cartagineses, mallorquines...

En el siglo XVII se realizaron mejoras tecnológicas que comenzaron a conformar los molinos modernos.

La situación actual comienza en 1978, cuando el ministerio de Industria y Energía empezaba la carrera por alcanzar el máximo aprovechamiento de la energía eólica en nuestro país a través de un programa de investigación y desarrollo para el aprovechamiento de la energía eólica y su transformación en electricidad. Ese año, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo financió el programa de una aeroturbina de 100 kW y una velocidad de 12 m/s que se instaló en Tarifa (Cádiz) para promover el proyecto de grandes aerogeneradores con potencias del orden del MW.

Entre 1981 y 1986 se logró la creación de aerogeneradores de pequeño (de 20 kW a 100 kW) y medio tamaño (de 100 kW a 500 kW) a través del Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI). En este periodo también se realizaron actuaciones legislativas que se concentraron en la Ley 82/80 de 30 de diciembre, sobre la Conservación de la Energía, de gran repercusión. En 1986 se desarrolló el primer Plan de Energías Renovables, en el cual se establecían las normas para la instalación de los primeros parques eólicos con ayuda del Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), empresas eléctricas y los gobiernos de las Comunidades Autónomas. Dos años después, en 1988, se desarrolló el Segundo Plan de Energías Renovables (PER-1988) en el cual se consideraban las indudables ventajas de estas energías desde el punto de vista de la política energética, autonomía de recursos y aspectos medioambientales. El PER_89 prestaba especial atención a la competitividad, tratando temas como la productividad, el precio y la calidad.

De esta manera, en 1990, en España se contaba con los primeros cuatro parques eólicos operativos con aerogeneradores que superaban los 100 kW de potencia. En la década de los noventa, se lograron grandes avances tecnológicos que colocaron a España en el cuarto lugar en producción de potencia eólica dentro de Europa (Lecuona, 2002).

En 2004, España se convertía en el segundo país del mundo con más megavatios acumulados (8155MW) e instalados de energía eólica. Además por primera vez la potencia eólica acumulada superaba a la nuclear en nuestro país con casi 400 parques eólicos y casi 11.500 aerogeneradores. Uno de cada cuatro megavatios nuevos se instaló en suelo español ese año. Este gran crecimiento fue debido al apoyo de los gobiernos mediante la aprobación de una legislación estatal favorable (como la Ley 82/80 de Conservación de la Energía o la Ley 54/97 del Sector Eléctrico), el ascenso de la industria nacional de aerogeneradores (Gamesa y Ecotécnia terminaron el año en segunda y novena posición en el ranking mundial) y la inversión realizada.

En 2005, el gobierno aprobaba el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, en sustitución al aprobado en 1999, fijando como objetivo para el año 2010 que el 12% de la energía consumida en el territorio nacional procediese de fuentes renovables, tal y como establecía la Unión Europea. Se obtuvieron datos de media del 11% en 2008 y un 13.8% en 2009 cumpliendo los objetivos. Cabe resaltar, el dato de la madrugada del 8 de noviembre del 2009 en la que más del 50% de la energía producida en España la generaron los molinos de viento y se batió un record total de producción de 11.546 MW eólicos. También se aprobó un

nuevo objetivo fijando la meta para el periodo 2005-2010 en 20.155 MW de potencia (IDAE 2006).

Durante la vigencia del PER 2005-2010 fue cuando la energía eólica experimentó un mayor crecimiento, pasando de ser considerada insignificante a jugar un papel sustancial en el balance energético en una decena de años. A comienzos del año 2011, la energía eólica acumulaba en España una potencia de unos 20.744MW, con una producción superior a los 43.700GWh, y una contribución en torno al 16% a la cobertura total de demanda eléctrica nacional.

La figura 1.8 muestra la evolución de la potencia eólica instalada en España.

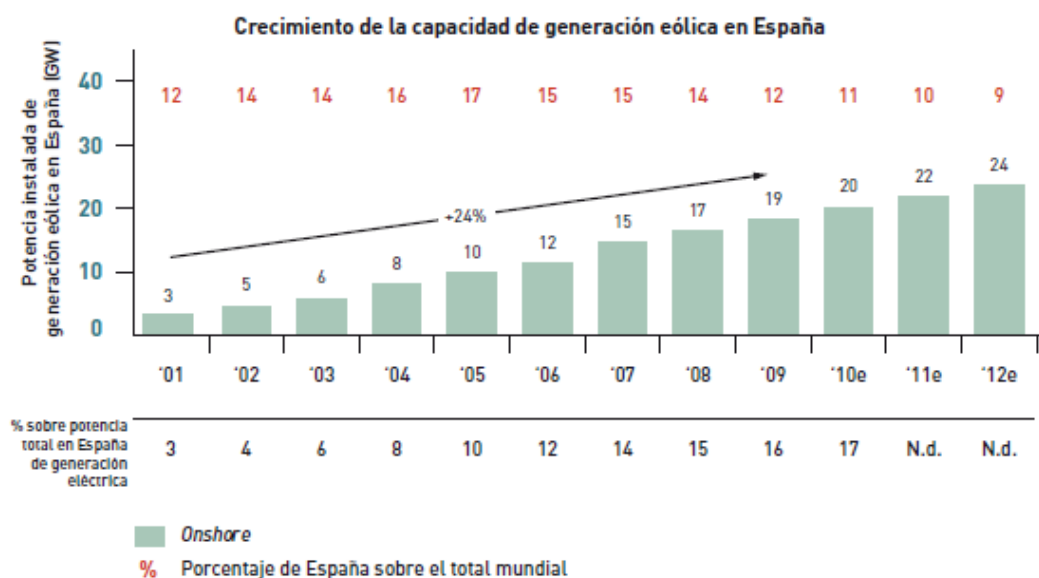


Figura 1.8. Datos estimativos de la potencia total instalada en España al cierre de cada año (BCG; mundial: GWEC y MAKE consult; España: Observatorio Eólico AAE, REE, planes CCAA, Acuerdo del Consejo de Ministros del 13 de Noviembre de 2008 sobre el prerregistro).

El sector eólico instaló en España 1.112 MW en 2012, lo que supuso un aumento del 5,13% ese año. Ese crecimiento porcentual fue similar en 2011 y constituyó el crecimiento más débil de la eólica en España hasta la fecha, pero no peor que el dato de 2013. A finales de 2012 la potencia eólica instalada ascendía a 22.785 MW.

En 2013 la eólica fue la primera fuente de generación eléctrica en España, con una producción de 54.478GWh, lo que ocurrió por primera vez en la historia y fue el cuarto país del mundo por potencia eólica instalada tras China, Estados Unidos y Alemania. La potencia instalada a 31 de diciembre de 2013 era de 22.959 MW y más de 20.000 personas trabajan en el sector.

La figura 1.9 muestra el incremento anual y la tasa de variación de la potencia eólica instalada en España hasta el año 2013 (AEE, Asociación Empresarial Eólica).

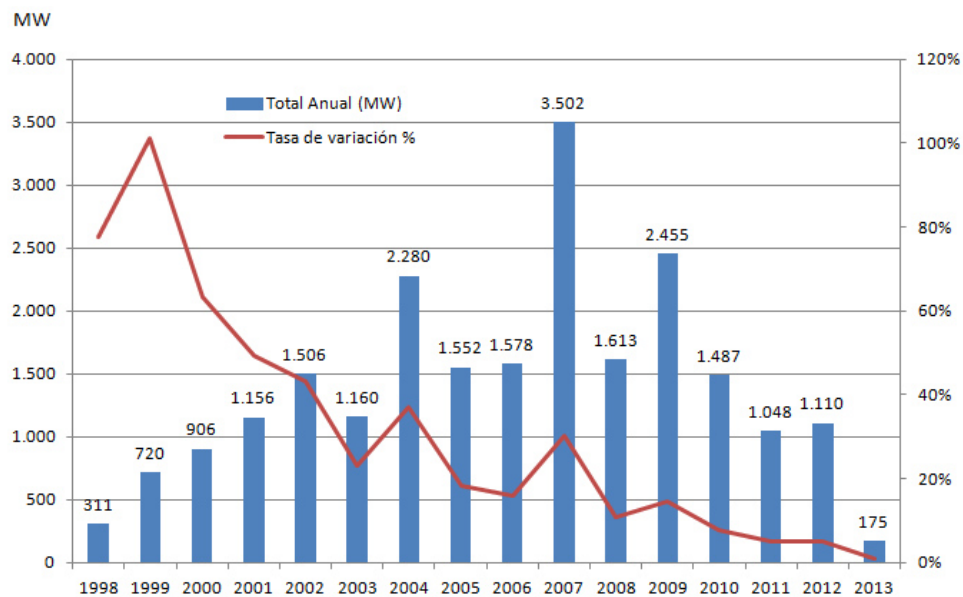


Figura 1.9. Incremento anual y tasa de variación de la potencia instalada en España (AEE, 2014).

En la figura 1.10 se puede ver como se distribuyó la cobertura de la demanda energética en 2013. Como se puede apreciar en la figura el porcentaje con el que contribuyó la energía eólica supera una quinta parte del total, convirtiéndose en el modo de obtención de energía que más contribuyó.

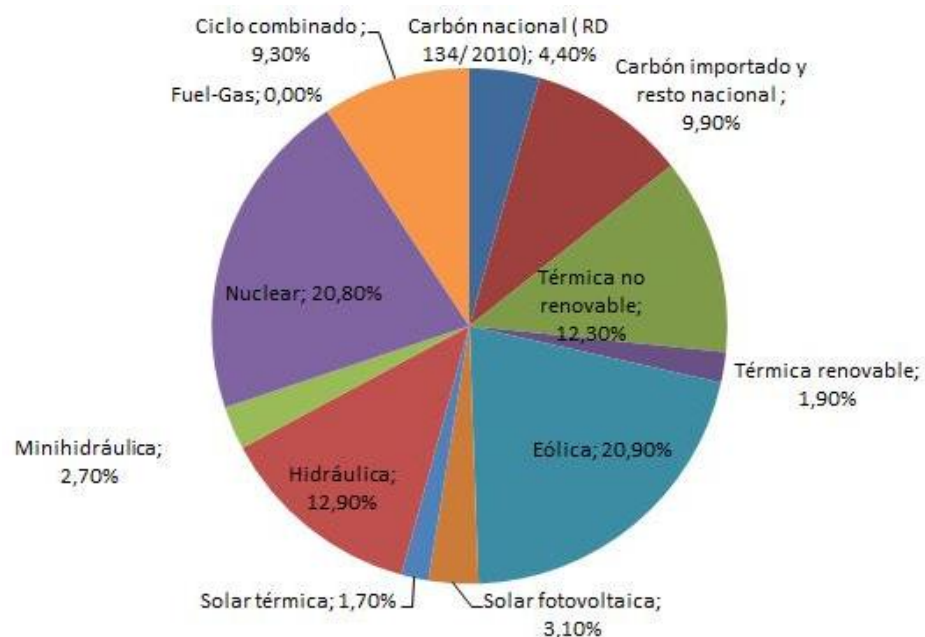


Figura 1.10. Cobertura de demanda energética en España en 2013.

En la Tabla 1.1 se puede observar el reparto de la potencia instalada por Comunidades Autónomas en 2013, ordenadas por potencia acumulada y la tabla con los datos correspondientes.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Acumulado a 31/12/2012	Potencia en 2013	Acumulado a 31/12/2013	% sobre total	Nº de parques (*)
Castilla y León	5.510,61	49,40	5.560,01	0,24	241,00
Castilla- La Mancha	3.806,54		3.806,54	0,17	139,00
Andalucía	3.263,23	74,50	3.337,73	0,15	153,00
Galicia	3.311,47	2,65	3.314,12	0,14	158,00
Aragón	1.888,81	4,50	1.893,31	0,08	87,00
Cataluña	1.258,05	9,00	1.267,05	0,06	46,00
Comunidad Valenciana	1.188,99		1.188,99	0,05	38,00
Navarra	979,92	24,00	1.003,92	0,04	49,00
Asturias	512,45	6,00	518,45	0,02	21,00
La Rioja	446,62		446,62	0,02	14,00
Murcia	261,96		261,96	0,01	14,00
Canarias	160,11	5,00	165,11	0,01	55,00
País Vasco	153,25		153,25	0,01	7,00
Cantabria	38,30		38,30	0,00	4,00
Baleares	3,68		3,68	0,00	46,00
TOTAL	22.783,99	175,05	22.959,04		1.072,00
* incluye aplicaciones y parques experimentales					

Tabla 1.1. Datos de potencia instalada y nº de parques por comunidades Autónomas.

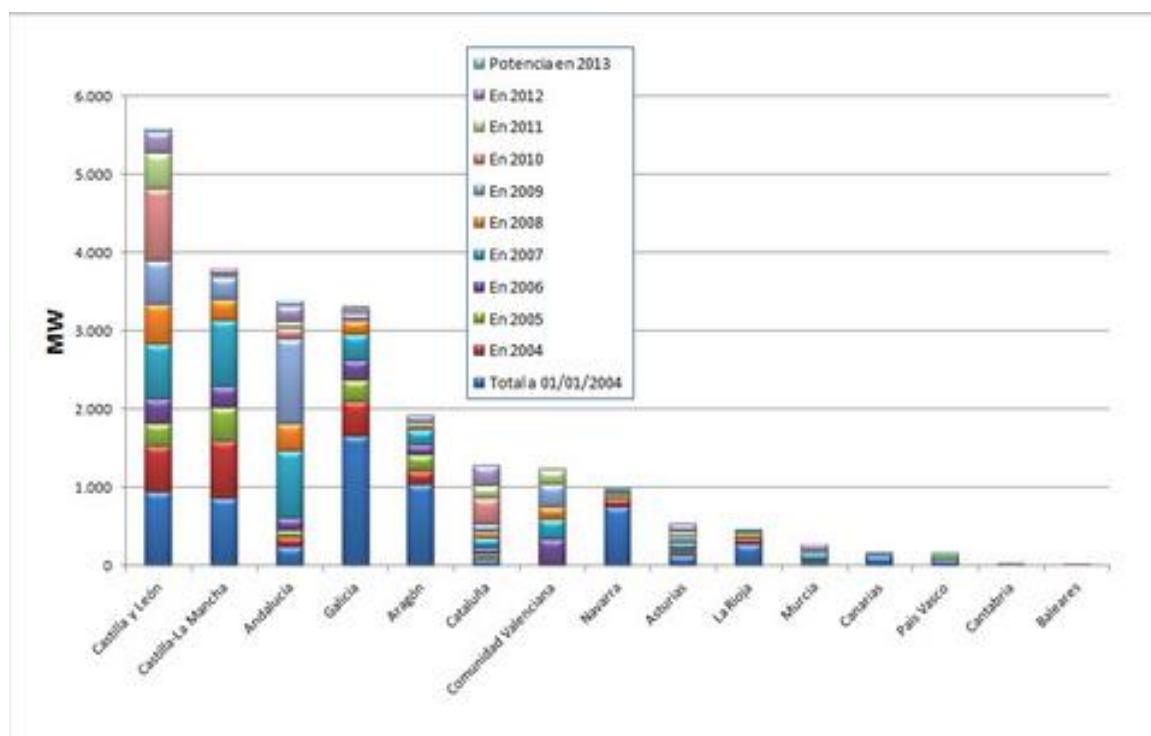


Figura 1.11. Gráfico del reparto de potencia instalada por Comunidades y la contribución a la misma llevada a cabo cada año (AEE).

En especial, cabe destacar dos infraestructuras singulares desarrolladas en España en los últimos años, relacionadas con el conjunto de las energías renovables, pero particularmente centradas en el sector eólico:

- El Centro de Control del Régimen Especial, CECRE, de Red Eléctrica de España (REE) en Madrid, es un centro pionero a escala mundial para optimizar la gestión de la integración renovable, especialmente la eólica, en la red, que gestiona y controla en tiempo real toda la generación eólica proveniente de parques mayores de 10 MW (más del 98% de toda la producción eólica en España), que están conectados a centros de control de generación que canalizan las consignas de operación del operador del sistema.
- El Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores, LEA, del Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) en Navarra, representa una infraestructura única en el mundo, que integra seis centros de ensayo de última generación: laboratorios de ensayos de palas y de tren de potencia, túnel de viento, laboratorio de materiales compuestos y procesos, ensayos en campo de aerogeneradores y parque eólico experimental (sierra de Alaiz) (IDAE 2011-2020).

1.1.4 Ventajas

En este apartado se pretende exponer, a modo de resumen, las principales ventajas que aporta el uso de la energía eólica en la generación de electricidad.

Cada vez que se vierte energía de los parques eólicos a la red eléctrica miles de toneladas de CO₂ se dejan de emitir a la atmósfera porque se sustituye la energía por la que generarían una o varias centrales térmicas de combustión convencionales que estarían funcionando si no hubiese aerogeneradores. Además de no contaminar por medio de emisiones, tampoco lo hace a través de radiaciones, ni genera residuos radiactivos... Se ha estimado que por cada 1000 MW eólicos que se producen, se pueden ahorrar aproximadamente 5.000 toneladas de petróleo. En conclusión, la energía eólica no contamina, frena el agotamiento de los combustibles fósiles y ayuda a evitar el cambio climático.

Otra de las ventajas es que el recurso eólico es una fuente inagotable de energía, ya que, como se explicará más adelante, su existencia es debida a la radiación solar.

Como se trata de una energía autóctona y universal, permite evitar la dependencia energética favoreciendo la economía del lugar; no sólo mediante el ahorro energético, sino también a través de los puestos de trabajo que genera y que se traduce en ingresos.

En cuanto al impacto ambiental, estudiando el correcto emplazamiento y diseño de la instalación, su uso permite la realización del resto de actividades humanas y respeta el medio ambiente, reduciéndose su impacto únicamente al campo visual. Además una vez deje de estar en funcionamiento la instalación, no quedan restos de la misma, siendo el mayor problema la eliminación de la cimentación que precisa.

A todo esto se suma que sus continuos avances tecnológicos hacen que sea una fuente energética cada vez más barata.

1.1.5 Inconvenientes

El principal inconveniente de la energía eólica es su intermitencia, lo cual hace que la producción de energía sea variable y no siempre suficiente cuando se producen picos de

potencia, o al contrario, exceda la energía que se demanda. De manera que no se pueda depender únicamente de la energía eólica y se utilice como una energía complementaria.

Además de su intermitencia, otro problema consiste en la dificultad de predecir el recurso eólico del que se va a disponer. Por tanto, se trata de una energía intermitente y además impredecible, lo que dificulta llevar a cabo una planificación energética.

En cuanto a la contaminación, las instalaciones eólicas producen contaminación acústica y contaminación visual, lo que hace que se requiera prestar especial atención al emplazamiento y al diseño de los parques eólicos y de los aerogeneradores.

1.1.6 Tecnología

1.1.6.1 El aerogenerador

El aerogenerador o turbina eólica es la máquina empleada para transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica sin usar combustible, pasando por el estado intermedio de conversión a energía mecánica de rotación a través de las palas.

Los aerogeneradores pueden ser de *sustentación* o de *resistencia* en función de cuál de las fuerzas generadas por el viento se utilice como fuerza motriz. En la actualidad las más empleadas son la de *sustentación*, en las que el viento circula por ambas caras de las palas. Las caras tienen perfiles geométricos distintos, creando de esta forma un área de depresión en la cara superior respecto a la presión en la cara inferior lo que produce una fuerza denominada de sustentación aerodinámica que provoca la rotación de las palas alrededor del eje del buje.

También se genera una fuerza de resistencia perpendicular a la sustentación y que se opone al movimiento. En un diseño correcto la relación sustentación/resistencia debe ser grande dentro del rango normal de operación (ABB).

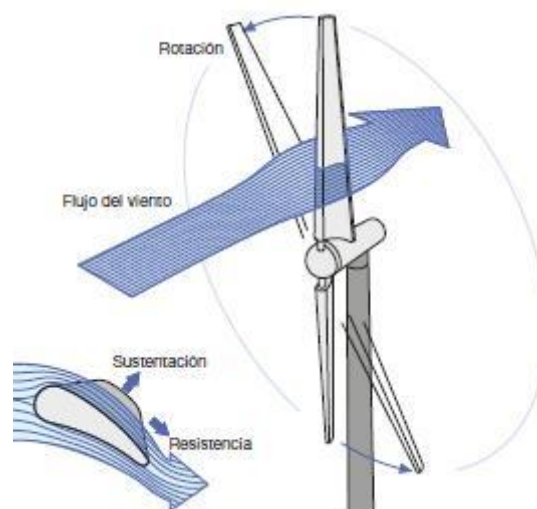


Figura 1.12. Fuerzas en las palas de un aerogenerador (ABB, Cuaderno Técnico Plantas eólicas).

En función de la tecnología de construcción los aerogeneradores pueden dividirse en dos grandes grupos:

- Aerogeneradores de eje vertical- WAWT (*Vertical Axis Wind Turbine*).

Representan el 1% del total y a su vez se dividen en:

- aerogeneradores de tipo *Savonius*.
- aerogeneradores de tipo *Darrieus*.
- aerogeneradores híbridos *Darrieus-savonius*.

- Aerogeneradores de eje horizontal – HAWT (*Horizontal Axis Wind Turbine*).

Representan el 99% del total, dentro del cual un 99% son de tres palas y el 1% restante de dos palas. A su vez se dividen en:

- aerogeneradores a barlovento (*upwind*)
- aerogeneradores a sotavento (*downwind*)

1.1.6.1.1 Componentes de un aerogenerador

En el presente apartado se exponen, a modo de resumen, los componentes que forman parte de un aerogenerador de eje horizontal, que son los más empleados actualmente:

1. Cimentación subterránea de hormigón armado adecuada al terreno y a las cargas de viento.
2. Torre que eleva el aerogenerador para evitar las bajas velocidades del viento junto a la superficie del terreno, siendo el valor típico de la altura $H = 0.75D + 10\text{ m}$, donde D es el diámetro del rotor.
3. Góndola giratoria de acero inoxidable.
 - Componentes interiores:
 - Tren de potencia: del eje del rotor (lento), caja multiplicadora (de engranajes planetarios o normal), eje rápido y acoplamientos flexibles.
 - Maquinaria eléctrica: generador eléctrico, accionamientos y máquinas auxiliares. Transformador a pie de torre.
 - Mecanismos auxiliares generalmente hidráulicos:
 - Sistema de orientación
 - Freno de emergencia del rotor
 - Freno de orientación de la góndola
 - Mecanismo de cambio de paso
 - Aerofrenos
 - Ascensor, etc.
 - Sistema de Control: encargado de la supervisión de las variables operativas, registro de incidencias y control de funcionamiento (arranque, parada, enganche a la red, protección de embalamiento, orientación, paso de las palas). A continuación se incluye una breve descripción de su funcionamiento.
 - Componentes exteriores:
 - Buje, que une las palas del rotor y que puede incorporar sus articulaciones, como cambio de paso, conicidad, etc.

- Palas, cuyo eje de giro suele estar inclinado algunos grados sobre la horizontal, con el objeto de alejar las palas de la torre.
- Mecanismo aerodinámico de orientación, por veleta de cola (solamente de pequeños tamaños) u orientación asistida, para tamaños medios y grandes, que detecta la dirección del viento por medio de un sensor de dirección y orienta la góndola con un motor eléctrico o hidráulico engrando a una corona horizontal.
- Estación meteorológica, con medida de la velocidad y dirección del viento, temperatura y presión atmosférica y detector de precipitaciones.

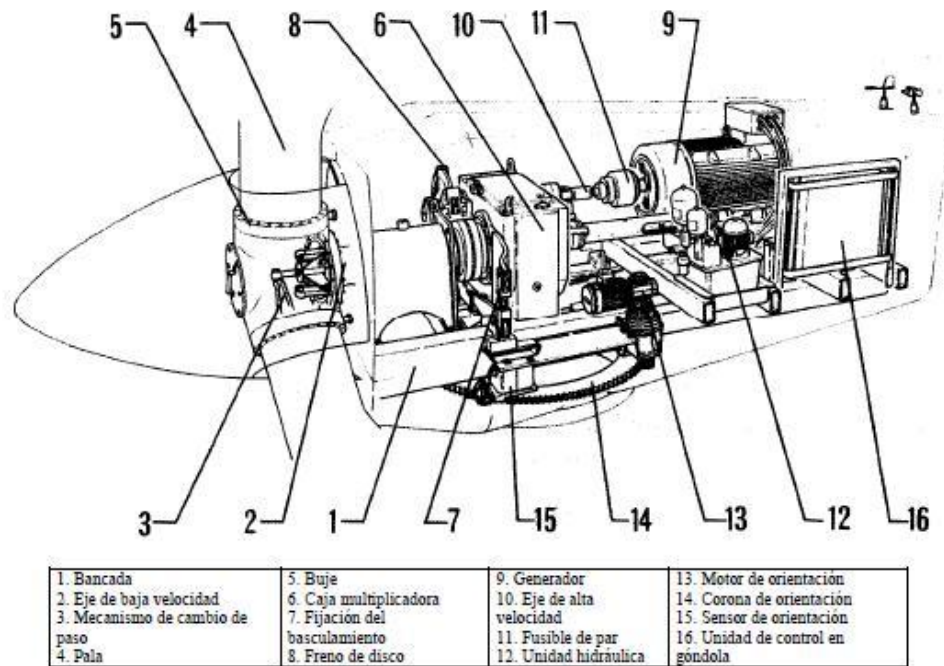


Figura 1.13. Disposición típica dentro de la góndola de un aerogenerador de eje horizontal (Lecuona, 2002).

1.1.6.1.2 Sistema de control de funcionamiento

Los sistemas de control de un aerogenerador tienen dos objetivos. El primero de ellos es el aprovechamiento máximo de la energía del viento mediante la orientación del rotor, y el segundo, la protección del aerogenerador ante velocidades que podrían dañar la instalación.

La aeroturbina comienza a generar potencia a partir de una velocidad del viento suficiente para vencer las pérdidas de potencia internas a la velocidad de giro mínima para generar electricidad. A partir de ese momento, resulta interesante orientar las palas óptimamente al viento y controlar su paso cuando dispongan de un mecanismo de variación de paso. Otra posibilidad sería que aumentase la velocidad de giro del rotor a medida que aumentase la velocidad del viento. Es necesario evitar sobrecargar el tren de potencia, fundamentalmente por par motor; evitar una velocidad del viento excesiva que ocasione sobreesfuerzos centrífugos y respetar los límites de funcionamiento del aerogenerador. Para todo esto, debido a la inconstancia del viento, el aerogenerador debe estar previsto de métodos pasivos o activos de control del aerogenerador.

El sistema de control más imprescindible es el de protección frente al exceso de viento. Fundamentalmente existen dos tipos:

- Control por cambio de paso: Puede resultar caro y complejo por lo que su uso está limitado a aerogeneradores de gran tamaño. Frente a los vientos intensos ofrece protección efectiva al permitir colocar las palas en bandera (en dirección al viento). Actualmente se está estudiando cambiar el paso de cada pala de manera independiente para equilibrar las fuerzas mejor. Las menores cargas que origina el control de cambio de paso, permite reducir el peso de la caja de engranajes.

- Control por pérdida aerodinámica: se fundamenta en usar un fenómeno natural de los perfiles aerodinámicos, que consiste en una brusca disminución de la sustentación (fuerza que hace girar las palas) y asociada a ello también un brusco aumento de la resistencia (fuerza que se opone al giro de las palas). Esto ocurre cuando el ángulo de ataque de la corriente de la superficie del perfil sobrepasa un cierto valor, siendo debido al desprendimiento de la corriente de la superficie del perfil, de manera que, a partir de una cierta velocidad aparece la pérdida aerodinámica, limitándose de forma natural el par que aparece en el eje. Como esta limitación de par puede resultar insuficiente, se añaden frenos aerodinámicos (Lecuona, 2002).

1.1.6.1.3 Sistema eléctrico

La tendencia general es el uso de generadores de inducción con rotor en jaula de ardilla, por su sencillez, ausencia de contacto giratorio, robustez, bajo coste, bajo mantenimiento y sencillez de enganche a la red con velocidades diferentes a la de sincronismo. Cuando están conectados a la red, el régimen de giro es próximo al de sincronismo por lo que las turbinas operan a régimen prácticamente constante.

Los sincronizadores síncronos se usan minoritariamente, ya que requieren efectuar maniobras complicadas para lograr el sincronismo con la red.

Debido a las ventajas de rendimiento y reducción de ruido de la velocidad de giro variable se realizan multitud de estudios en este respecto y se están alcanzando grandes avances. Otro avance tecnológico importante es el uso de generadores multipolares que permiten la eliminación de la caja multiplicadora.

Cabe destacar que en este campo se está produciendo un desarrollo por sectores, en concreto en la eólica marina, el objetivo principal es asegurar la fiabilidad de los sistemas de las turbinas debido a las dificultades que presenta su mantenimiento.

1.1.6.1.4 Curva de potencia

Define la potencia eléctrica disponible como función de la velocidad del viento. Es nula hasta una velocidad mínima o de arranque v_a y a partir de ella crece rápidamente (aproximadamente con el cubo de la velocidad), creciendo asimismo el régimen de giro del rotor. Cuando el viento llega a una velocidad, v_n , entre 10 y 15 m/s, los mecanismos de limitación se ponen en funcionamiento, y la potencia de salida y el régimen del rotor se mantienen constantes aproximadamente. Esta potencia se denomina potencia nominal, P_n , y se mantiene hasta los 20 o 25 m/s. A partir de aquí, v_{pa} , la potencia de salida cae rápidamente o se anula el funcionamiento, pues comienzan a actuar los mecanismos de protección, frenado

del rotor para evitar riesgos. La velocidad de viento de supervivencia puede ser en torno a los 50 a 60 m/s.

La figura 1.14 muestra la curva de potencia de una turbina de eje horizontal dotada de regulación por cambio de paso y por pérdida aerodinámica (Lecuona, 2002).

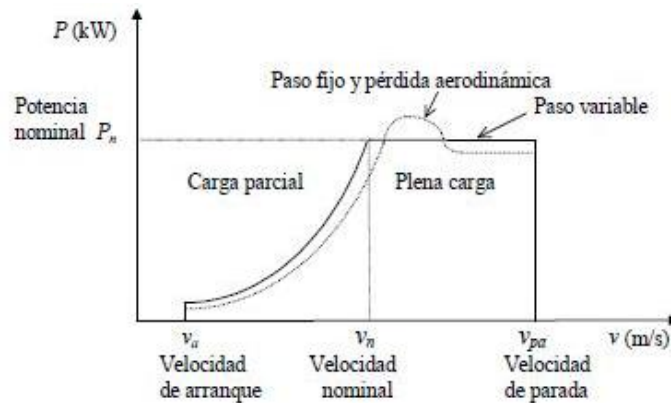


Figura 1.14. Ejemplo de Curva de Potencia de una turbina (Lecuona, 2002).

1.1.7 Desafíos o retos

Uno de los mayores desafíos del sector consiste en conseguir dar garantías de estabilidad conjunta del sistema eléctrico para lo que es necesario mejorar la predicción de la producción y el almacenamiento de la energía extraída del viento (IDAE, 2006).

En lo que respecta a las perspectivas de evolución tecnológica, durante la próxima década no se esperan grandes cambios tecnológicos, sino que se basan en innovaciones aplicadas sobre la tecnología impuesta en la actualidad. Se tiende a la implantación de configuraciones que prescinden de multiplicadora o que disponen de multiplicadora simplificada (menos etapas, media velocidad), con generador de imanes permanentes y un convertidor de potencia total, que permitirá mayor flexibilidad ante los crecientes requerimientos de conexión a la red. También se espera la continua reducción de los costes tecnológicos mediante la revisión continua de los diseños de componentes y materiales empleados, lo cual permitirá el aumento de tamaño de los aerogeneradores y el resto de dispositivos.

En general, las máquinas eólicas han progresado en todos los aspectos técnicos (materiales y peso, control y disponibilidad...), de modo que en la actualidad se están desarrollando aerogeneradores de elevada potencia, superior 4 MW, que permitirán optimizar el aprovechamiento de los emplazamientos, mejorar la calidad de la energía eléctrica contribuyendo a mejorar la estabilidad del sistema y maximizar la potencia estable. Se ha pasado de una potencia unitaria alrededor de 600 kW en 1999, a unos 2 MW en 2010 y superiores en la actualidad con diámetros de rotor entre 70 y 90 m.

Para la tecnología eólica en tierra en el horizonte de 2011-2020, a los fabricantes nacionales se les plantea los siguientes objetivos:

- Desarrollo de aerogeneradores con potencia unitaria en el rango de 5 MW a 10 MW.

- Optimización de la fiabilidad técnica de los aerogeneradores y parques eólicos, prestando especial atención a las localizaciones que presenten terrenos complejos y condiciones climáticas extremas.
- Utilización de materiales más resistentes y con menores costes asociados, especialmente en la fabricación de las palas, para optimizar el recurso.
- Adaptación de los aerogeneradores a requisitos, cada vez más exigentes, de control de calidad y de respuesta ante perturbaciones de la red que permitan la participación más activa a los parques eólicos en la operación del sistema eléctrico mediante sistemas avanzados de control de calidad de la energía cedida a la red.

En conclusión, el objetivo fundamental consiste en la mejora de la competitividad de la tecnología nacional mediante la reducción de costes, el incremento de la fiabilidad y disponibilidad de los aerogeneradores.

En cuanto a las previsiones de potencia eólica terrestre acumulada en el horizonte de 2020, la cifra propuesta alcanza los 34.700 MW. Para lograr dicha cifra, se propone como hipótesis a realizar la repotenciación de instalaciones eólicas obsoletas, así como un sistema de mantenimiento que proporcione tasas de rentabilidad razonables a la inversión privada. Se espera que desde el año 2015, aproximadamente, la repotenciación de los parques eólicos suponga una aportación muy significativa a la potencia eólica anual instalada en España, ya que actualmente la vida útil de un parque eólico ronda los 20 años. Aunque en 2015, los parques repotenciados no alcanzaran una cuota de mercado elevada, pues su contribución será aproximadamente del 5% de toda la potencia instalada anual, se prevé que en 2019 puedan superar a los parques eólicos en nuevos emplazamientos en tierra cuando los parques eólicos instalados en 1998 comiencen a quedarse obsoletos. En la figura 1.15 se indican las previsiones de potencia eólica terrestre anual en España en el horizonte de 2020 (IDAE 2011-20).

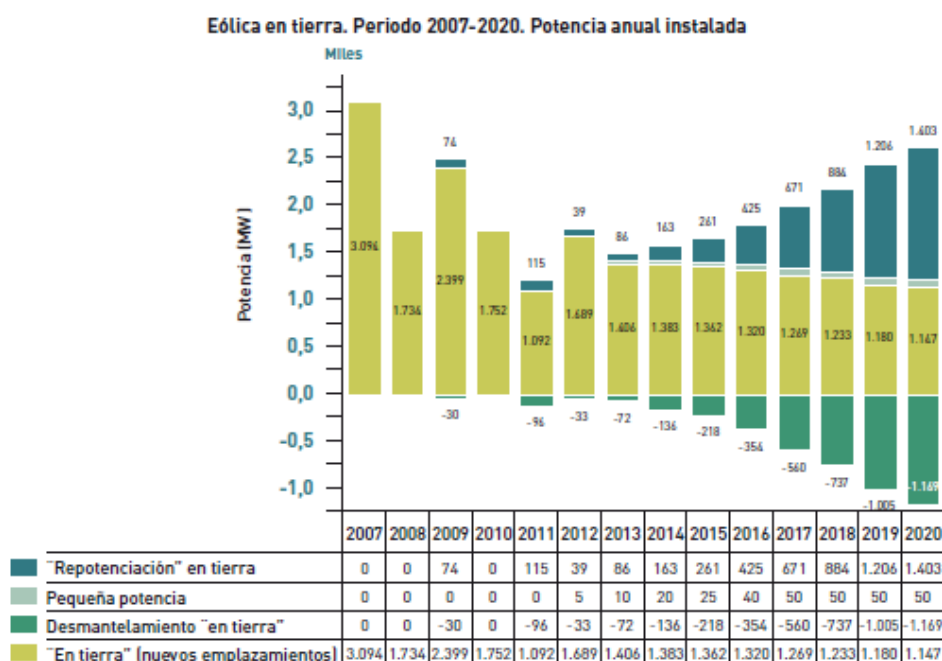


Figura 1.15. Previsiones de potencia eólica anual instalada en España (PER 2011-12).

1.2 Eólica Offshore

1.2.1 Introducción

La energía eólica es una de las energías principales dentro de las energías renovables. Hasta el momento su desarrollo ha tenido lugar mediante la implantación de parques eólicos terrestres, pero en algunos países que han apostado por la eólica se está llegando al punto en el que la superficie aprovechable en tierra ya se ha ocupado. Se están comenzando a agotar los emplazamientos en los que el recurso eólico tiene gran rentabilidad y que además reúnen las condiciones óptimas en lo que respecta al medio ambiente o a los requisitos administrativos. Es por ello, junto con las ventajas que presenta la tecnología *offshore*, que se está impulsando el desarrollo de las instalaciones eólicas marinas para conseguir los objetivos de MW instalados. (Rodríguez Ruiz y Martínez Palacio, 2.008)

Los parques eólicos marinos representan todavía una proporción muy pequeña de la potencia instalada en el mundo. Se trata de uno de los desafíos actuales y una de las áreas con mayor proyección de futuro. Se han llevado a cabo diversos estudios para evaluar los recursos eólicos de los mares europeos: algunos estiman en unos 3.000 TWh/año (*Garrad Hassan; Germanischer Lloyd; Windtest (1995)*) la cantidad de energía que se podría extraer, y de ellos, 140 TWh/año en España. Otros rebajan este cálculo a alrededor de 500 TWh/año (*Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe. Delft University et al. 2001*) en el continente y 7 TWh/año en España, lo que sigue siendo un valor apreciable. En cualquier caso, el dato que mejor refleja el potencial de esta tecnología es que en la actualidad son ya más de 20.000 los megavatios propuestos en los mares del norte de Europa. Greenpeace (*Sea Wind Europe. Greenpeace. 2004*), por su parte, estima que podría satisfacerse un 23% de la demanda eléctrica prevista en la UE-15 para el año 2020 si para entonces se tienen instalados en las costas 240 GW (720 TWh/año) (IDAE, PER 2006).

Para conseguir el desarrollo de las instalaciones eólicas marinas es necesario adoptar una serie de medidas como el desarrollo de un marco regulatorio favorable, el desarrollo tecnológico de las instalaciones *offshore*, la mejora de las infraestructuras eléctricas... debido a que el diseño de una instalación marina es más complejo que los desarrollados hasta ahora en la eólica terrestre porque aumentan considerablemente el número de variables que influyen en él, tanto en su construcción como durante la operación de la instalación.

1.2.2 Historia y Estado actual

A pesar de la antigüedad de la energía eólica, el primer aerogenerador marino se construyó en Suecia en 1990. Su potencia era de 200 kW y se situó a unos 350 m de la costa y a una profundidad de 6 m apoyado sobre una estructura tipo trípode anclada al lecho marino.

A partir de entonces, se comenzaron a probar diferentes modelos de aerogeneradores de potencias entre 450 kW y 600 kW a distancias de la costa próximas a 4 km y profundidades de hasta 6 m. Estos experimentos demostraron que la instalación de la energía eólica en este medio podía ser rentable y fiable. En esta etapa fue cuando se instaló el primer parque marino, el de *Vindeby*, en la costa del mar Báltico en Dinamarca en 1991. El parque estaba formado por once aerogeneradores de 450 kW con regulación por pérdida aerodinámica, y está situado entre 1,5 y 3 km al norte de la costa de la isla de *Lolland*, cerca del pueblo de *Vindeby*. Las turbinas fueron modificadas para permitir alojar grandes transformadores de alta tensión en el interior de las torres de las turbinas, y las puertas de entrada están situadas a un nivel más elevado de lo normal. También se colocaron dos anemómetros de mástil para estudiar las condiciones eólicas, y particularmente la turbulencia. La producción de electricidad de esta instalación fue alrededor de un 20% superior a la de emplazamientos en tierra equiparables.



Figura 1.16. Parque eólico de Vindeby (WINDPOWER).

A partir del año 2.000 se inició la instalación de los primeros aerogeneradores de potencias superiores al megavatio. El primer parque construido con estas características fue el de *Utgrunden* en Suecia. Estaba formado por siete turbinas de 1500 kW, siendo la potencia total de 10500 kW y consiguiendo una producción total de 38 GWh. Poco después comenzaron a instalarse los primeros parques eólicos marinos con carácter comercial, entre ellos, el parque eólico construido próximo al puerto de Copenhague, *Middelgrunden*, formado por veinte aerogeneradores de 2 MW con un potencial total de 40 MW, pudiendo generar 90 TWh al año. Más tarde, en 2002 y 2003, respectivamente, se construyeron los parques de *Horns Rev* y *Nysted* en Dinamarca que supusieron la confirmación de que este tipo de instalaciones son viables y en los que se instalaron las primeras subestaciones transformadoras en mar abierto.

En 2004, Europa finalizó el año generando 34.360 MW, de los cuáles 600 MW correspondían a parques eólicos marinos en Dinamarca, Holanda, Reino unido, Suecia e Irlanda.

A finales de 2005, la potencia instalada en parques eólicos *offshore* era de 686 MW, estando a la cabeza Dinamarca con un 53% y Reino Unido con un 38%. Por detrás se situaban Irlanda (3%), Suecia (3%), Holanda (2%) y Alemania (1%). Pero a finales de 2008, esta potencia ya se había duplicado, pues se disponían de 1500 MW instalados, siendo Reino Unido el país que disponía de mayor potencia (39.7%).

En el mundo a finales de 2010 se encontraban en operación 45 instalaciones eólicas marinas, totalizando unos 2.950 MW, todos ellos en el Norte de Europa en nueve países. Comparándolo con el desarrollo de la eólica terrestre, los parques eólicos marinos representaban un 1,5% de la potencia eólica mundial. La eólica marina sumó ~885 MW nuevos durante 2010, con una tasa de crecimiento anual del 51%. La Tabla 1.2 muestra la potencia eólica marina instalada en el mundo a finales de 2010. La potencia media de los aerogeneradores ascendía a 3,2 MW de potencia, pero los fabricantes ya invertían en prototipos de turbinas *offshore* de 6 y 7 MW.

País	Potencia eólica marina en el mundo a 31/12/2010 (MW)	Nº de instalaciones
Reino Unido	1.341,0	15,0
Dinamarca	854,0	11,0
Holanda	249,0	4,0
Bélgica	195,0	2,0
Suecia	164,0	5,0
Alemania	92,0	5,0
Irlanda	25,0	1,0
Finlandia	24,0	1,0
Noruega	2,3	1,0
TOTAL	2.946,30	45,00

Tabla 1.2. Valores de potencia y nº de instalaciones eólicas marinas a finales de 2010.

En 2012, la cifra de megavatios *offshore* alcanzaba 5.410 MW mediante 1.662 aerogeneradores, constituyendo el 2% de la energía eólica mundial. De manera que, en cinco años la eólica marina había triplicado sus cifras. China y Japón eran los únicos productores de energía eólica *offshore* fuera de Europa, albergando 390 MW y 25 MW, respectivamente.

A lo largo de 2013, Europa conectó un total de 418 turbinas eólicas marinas en 13 parques eólicos, con un valor entre 4.600 y 6.400 millones de euros. La potencia agregada fue de 1.567 MW (un 34% más que en 2012), lo que hace un nuevo total de potencia *offshore* instalada actualmente en Europa de 6.562 MW en sesenta y nueve parques eólicos distribuidos por once países de la Unión Europea. El número total de turbinas instaladas y conectadas a la red asciende a 2.080, de las cuales el 75% se sustentan en estructuras monopilotes, el 12% de gravedad, 5% estructuras *jacket* y 2 % trípodes (En el apartado de tecnología se describen el tipo de soportes); También hay dos turbinas flotantes conectadas a la red y otras dos que funcionan como prototipos. Esto es lo suficiente para proporcionar un

0,7% de la electricidad de la UE. En la figura 1.17 se puede observar la potencia eólica *offshore* total acumulada, así como la anual en MW en la Unión Europea.

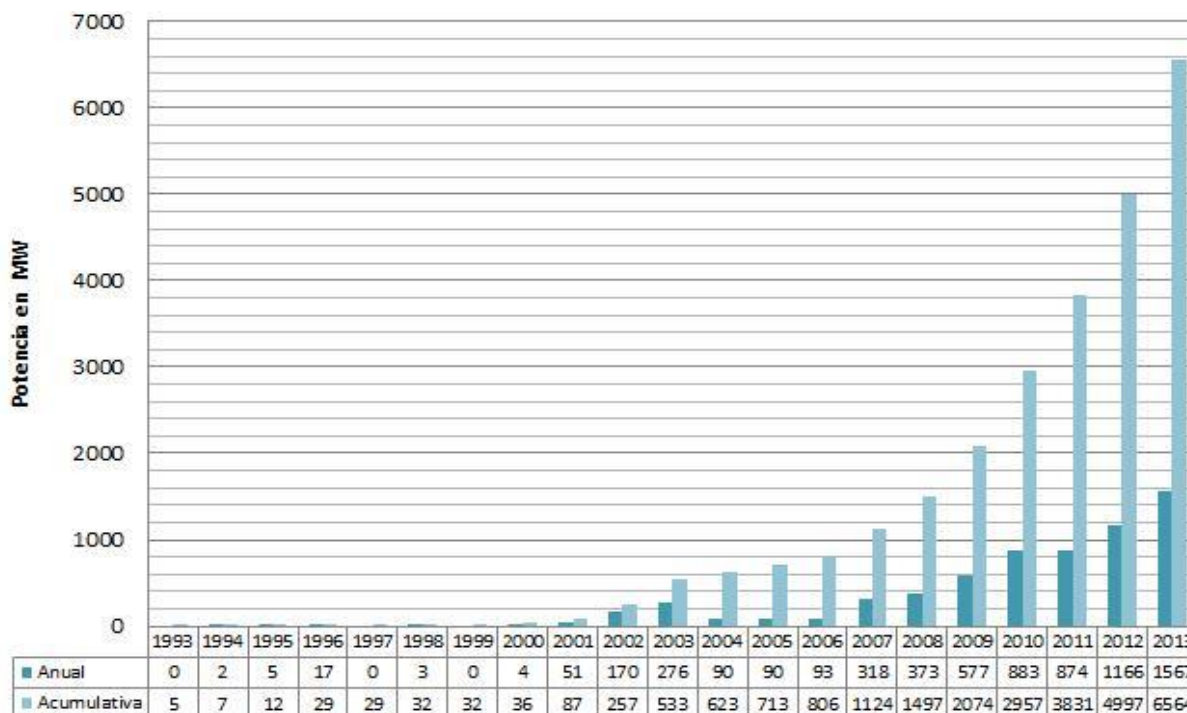


Figura 1.17. Potencia eólica *offshore* total acumulada y anual en la UE (EWEA).

En términos de energía eólica *offshore* acumulada, Reino Unido tiene la mayor cantidad de capacidad eólica marina instalada en Europa (3.681 MW), que constituye el 56% de todas las instalaciones. Le sigue Dinamarca con 1.271 MW (19%). Con 571 MW (8,7% de las instalaciones europeas totales), Bélgica es tercero, seguido por Alemania (520 MW, 8%), Países Bajos (247 MW, 3,8%), Suecia (212 MW, 3,22%), Finlandia (26 MW, 0,4%), Irlanda (25 MW), Noruega (2,3 MW), España (5 MW) y Portugal (2 MW).

En cuanto a la potencia de las nuevas instalaciones llevadas a cabo, en la figura siguiente se puede ver la distribución por países de la nueva capacidad instalada en la Unión Europea durante el año 2013.

Como se puede observar en el gráfico el 47 % de toda la nueva potencia se instaló en Reino Unido (733 MW), este dato fue significativamente menor que la capacidad instalada en el mismo país en 2012 (73%). El segundo país en potencia instalada fue Dinamarca (350 MW o 22%), seguido de Alemania (240 MW o 15%) y Bélgica (192 MW o 12%)

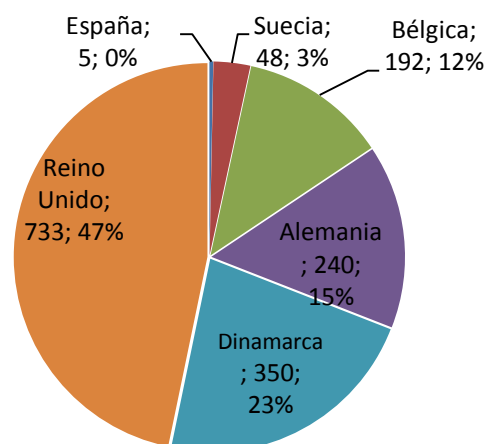


Figura 1.18. Distribución de la nueva capacidad en la UE por países, 2013 (EWEA)

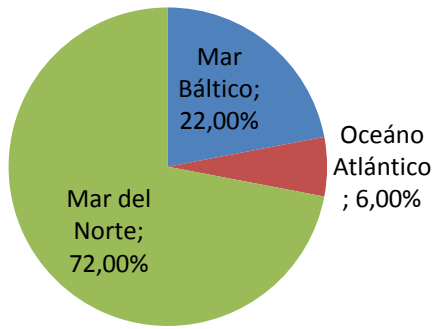


Figura 1.19. Distribución de la nueva capacidad en la UE, 2013 (EWEA).

Las nuevas instalaciones marinas están distribuidas de manera desigual, puesto que el Mar del Norte acumula el 72% de los proyectos, mientras que las costas del Atlántico disponen de un 6 % y el mar Báltico de un 22 %, tal como se puede apreciar en la figura 1.18.

Cabe destacar el alcance que ha tenido la tecnología *offshore* en 2013, año en el que el tamaño medio de las turbinas instaladas ha llegado a 4 MW. El tamaño promedio de los parques eólicos ha sido de 485 MW, 78% superior al año anterior y cifra que se espera superar con proyectos de mayor envergadura que los realizados hasta el momento. Además, la profundidad media de los parques eólicos ha sido de 20 m (ligeramente inferior que en 2012, 22 m) y la distancia a la orilla de 30 km (similar a 2012, 29 m) (EWEA).

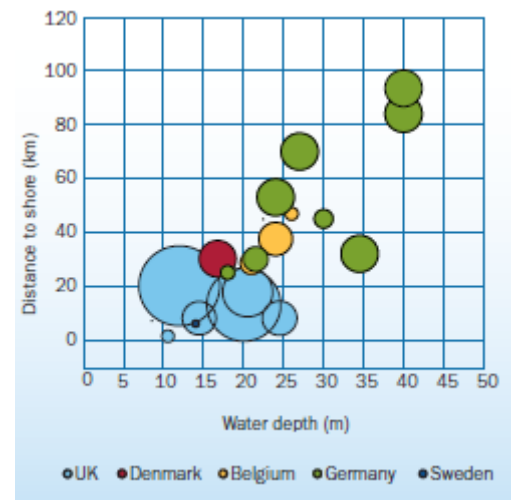


Figura 1.20. Profundidad y distancia a la costa de las nuevas turbinas en la UE, 2013 (EWEA).

En este momento, el mayor parque eólico *offshore* del mundo es *London Array* que está situado en la costa de *Kent*, en el sureste de Inglaterra. Cuenta con una capacidad de 630 MW, lo que le permite satisfacer la demanda de alrededor de medio millón de hogares británicos al año. Está formado por 175 turbinas eólicas de la compañía *Siemens* y se han necesitado más de 200 km de cable a una profundidad de 25 metros para su instalación.

La Asociación de la Energía Eólica Europea (EAWE, *European Association Wind Energy*) prevé para 2020 una capacidad instalada de aerogeneradores marinos en la Unión Europea de 40.000 MW, de manera que la eólica *offshore* supondría el 30% de las nuevas instalaciones eólicas. Esta previsión supone una inversión de 8.800 millones de euros, la cual ahora parece que por razones de la crisis financiera podría no estar disponible y por tanto ralentizar los proyectos. Para el 2030 se estiman unos 150.000 MW de capacidad instalada que producirían unos 563 TWh, lo que permitiría abastecer al 15% de la población Europea y representaría el 60% de las nuevas instalaciones anuales, superando a la eólica terrestre. Este proyecto también implica un alto nivel de inversión hasta alcanzar los 16.500 millones de euros. Finalmente para 2050 la eólica *offshore* podría alcanzar los 460 GW instalados, produciendo 1.813 TWh, contribuyendo a que Europa cubriese el 50% de su demanda a partir del viento.

Este crecimiento exponencial solo es posible a través del desarrollo de diseños para aguas profundas.

1.2.3 Parques eólicos marinos en las costas españolas

A fecha de hoy no hay ningún parque eólico marino en aguas españolas. Y, a pesar de existir varios proyectos propuestos, en especial en las costas de Cádiz y del Delta del Ebro, éstos se están encontrando con muchos obstáculos. En el caso de Cádiz, la empresa *EHN* (hoy propiedad del grupo *Acciona*) presentó un proyecto para construir un parque (asociado a la acuicultura) de 273 aerogeneradores y 983 MW de potencia. Otra firma, *Capital Energy*, planteó instalar 540 MW. Por último, una filial de la empresa alemana *Unweltkontor*, que actualmente ha cedido los proyectos al grupo *Elecnor*, propuso cinco parques marinos de 50 MW cada uno. Solo estos parques marinos suman 1.773 MW, más de cinco veces la potencia instalada a finales de 2004 en toda Andalucía en tierra firme. Sin embargo, estos proyectos han sido recibidos con mucho recelo por parte de las poblaciones locales, en especial los pescadores, que piensan que las grandes construcciones costeras pueden perjudicar a los recursos pesqueros o a la navegación y, por este motivo, se oponen frontalmente a ellas. Y esto a pesar de que los cálculos de los promotores reflejan que estas instalaciones supondrían más de 1.500 nuevos empleos en la comarca. Además la compleja orografía del fondo del mar, las fuertes corrientes marinas, las actividades turísticas, pesqueras y otros condicionantes dificulta la estimación acerca del potencial técnicamente disponible (IDAE, 2006).

En 2007, los ministerios de Industria y Medio ambiente aprobaron el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para acotar y definir las zonas aptas para la instalación de aerogeneradores en el mar. Este estudio establece las “zonas aptas”, las “zonas de exclusión” y las “zonas aptas con condicionantes” con el objetivo de que el desarrollo de la tecnologías *offshore* se lleve a cabo preservando el medio ambiente. Este tipo de Iniciativas muestran el interés español por impulsar la industria Eólica Marina. (Este documento se tratará posteriormente en mayor profundidad) (AEE, Asociación Empresarial Eólica).

La Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) destaca el potencial de la costa española para acoger parques eólicos marinos en aguas profundas, pero para el desarrollo de esta tecnología es necesario el apoyo político y económico de la Unión Europea y del Gobierno español.

“España y Francia disponen de aguas profundas cerca de la costa tanto en el Mediterráneo como en el Atlántico. Por lo tanto, existe un gran potencial para la instalación de granjas eólicas en aguas profundas”, destaca la EWEA en un informe. Actualmente no existen parques eólicos marinos en el Mediterráneo, puesto que las aguas acostumbran a ser profundas y los molinos marinos que se comercializan están limitados a una profundidad máxima de 50 metros, subrayó EWEA en el documento. El hecho de que la costa española tenga una profundidad excesiva limita el aprovechamiento de los 8.000 km de costa de los que se disponen. Los parques eólicos en aguas profundas permitirían aprovechar el potencial del Atlántico, el Báltico, pero especialmente del Mediterráneo mediante la instalación de molinos con sistemas de fijación flotante.

Aunque no existe aún ningún parque eólico marino en España, las empresas españolas están adquiriendo importantes conocimientos de la tecnología *offshore*, lo que está permitiendo la exportación. Por ejemplo, cabe destacar la cooperativa Navarra *Sakana*, especialista en la fundición de grandes piezas y que suministra la turbina de 6 MW que *Siemens* pretende instalar en sus emplazamientos marinos. Otra empresa española, *Tecnoaranda*, es la proveedora mundial, también para *Siemens*, de las torres que sujetan las turbinas. Aunque no existe ningún parque eólico en las costas españolas, sí que se puede hablar del primer aerogenerador marino en España. Éste fue inaugurado el pasado 21 de Octubre de 2013 por *Gamesa*, empresa de gran prestigio en la industria eólica, en el puerto de Arinaga (Gran Canaria). Se trata de un aerogenerador de 5MW y es el primer aerogenerador marino desarrollado por la compañía. Cuenta con un rotor de 128 metros de diámetro y una altura total de 154 metros. Desde su puesta en marcha, el pasado mes de julio, ha producido energía a plena potencia y ha vertido a la red más de 1GWh, generando la energía equivalente necesaria para abastecer a 7.500 hogares canarios al año. La puesta en marcha fue un paso previo para la obtención de la certificación de la turbina en el primer trimestre de 2014. La producción en serie fue prevista para comenzar a lo largo de 2014. Cabe destacar que el 100% de los componentes de la turbina instalada se han producido en España, aunque en el proceso de diseño y desarrollo han participado países de todo el mundo.

1.2.4 Ventajas con respecto a la eólica terrestre

En este apartado se muestran las ventajas que presenta el medio marino para el aprovechamiento de la energía eólica, que han despertado el interés de la instalación de aerogeneradores en este medio:

- En el mar la rugosidad superficial es muy baja en comparación con el medio terrestre y no existen obstáculos que contribuyan a frenar la velocidad del viento. Esto hace que no sea necesario aumentar la altura de la torre para conseguir elevadas velocidades del viento, de manera que, la altura del mismo dependerá de la longitud de las palas (semidiámetro del rotor) y de la máxima ola prevista. Por lo general, la velocidad del viento aumenta a medida que la distancia a la costa sea mayor.
- El recurso eólico es mayor y menos turbulento que en localizaciones próximas en línea de costa sin accidentes geográficos. La existencia de menor turbulencia se traduce a una disminución en la fatiga que sufre el aerogenerador y por tanto en un aumento de su vida útil. La menor turbulencia se debe principalmente a que la diferencia de temperaturas a distintas latitudes es menor que en tierra. En las turbinas *onshore* se considera un valor de carga de 0,25 frente a las turbinas *offshore* en las que el factor de carga se considera en torno al 0,375.
- En el mar se dispone de mayor espacio para la instalación de aerogeneradores por lo que se pueden instalar parques muchos más grandes que en tierra. Por ejemplo, uno de los parques eólicos *offshore* más grandes del mundo es el de *Walney* inaugurado en 2012 en Reino Unido y que consta de 102 turbinas *Siemens Wind Power*; este parque es capaz de generar un total de 367,2 MW.
- La instalación de aerogeneradores en el mar permite alejarlos de los núcleos de población, y por tanto, reducir el impacto visual sobre el paisaje.
- Al estar alejados de lugares habitados las restricciones impuestas por las autoridades acerca de la emisión y propagación del ruido son menores, por lo que se puede aumentar la velocidad de punta de pala, con la correspondiente disminución de su

peso y de las estructuras que las soportan, reduciéndose así el coste total del aerogenerador.

- Supone una mayor creación de empleo en las fases de construcción, montaje y mantenimiento debido a la mayor complejidad durante la instalación y la explotación.
 - Para que las turbulencias generadas por las propias máquinas afecten lo mínimo posible a los generadores adyacentes se pueden aumentar las distancias entre los distintos aerogeneradores del parque al no existir problemas de espacio.
- (IDAE, PER 2006; IDAE, PER 2010-11)

1.2.5 Inconvenientes con respecto a la eólica terrestre

Las razones por las que no existen mayor número de megavatios *offshore* en funcionamiento son las desventajas que presenta esta ubicación frente a la terrestre, que se traducen en barreras que impiden la expansión absoluta del sector:

- La evaluación del recurso eólico en la Zona de Discontinuidad Costera (< 10 km) es más compleja y mucho más cara que en tierra. Se requieren estudios en detalle de Impacto Ambiental del fondo marino, el recurso eólico... más complejos que para los parques en tierra.
- No existen instalaciones eléctricas que conecten las áreas con mayores recursos eólicos en mitad del mar con los centros de consumo. La situación se asemeja a la que ocurrió cuando se descubrieron importantes yacimientos de gas natural en el Mar de Norte antes de la existencia de gasoductos con los que trasladarlo al continente. En este sentido, se necesita una gran inversión en I + D (Investigación y desarrollo) para el avance de nuevas tecnologías. La implantación de parques eólicos en general de gran tamaño, tiene asociadas altas concentraciones de potencia eólica, que requieren estudios detallados sobre la repercusión sobre la red eléctrica peninsular. Actualmente, no existen ni estructuras de transporte hasta las zonas de desarrollo eólico marino, ni previsiones de la evacuación necesaria de energía eléctrica que proviene de los proyectos eólicos marinos consolidados.
- Los costes de instalación y las redes eléctricas encarecen de forma importante esta tecnología. En especial, las cimentaciones y las subestructuras marina profundas suponen un coste muy elevado, lo que hace necesario que la tecnología de la turbina *offshore* se centre en el desarrollo de grandes aerogeneradores para compensar la instalación de dichas instalaciones. Mientras que en los parques eólicos terrestres suponen en torno al 10% de la inversión total, en los parques marinos se sitúan en torno al 25-30%. En las gráficas siguientes se puede apreciar la distribución de costes de un aerogenerador en tierra y otro en el mar.

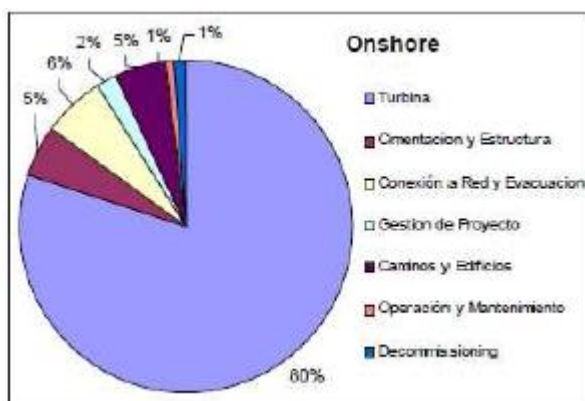


Figura 1.21. Distribución de costes aerogenerador en tierra.

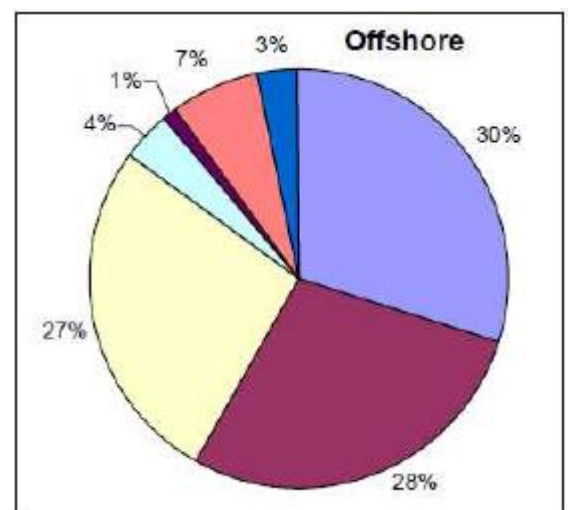


Figura 1.22. Distribución de costes aerogenerador marino

Como se puede apreciar en las respectivas gráficas, en el caso de un aerogenerador situado en tierra, el coste de la turbina supone la mayor parte de la inversión, mientras que en un aerogenerador situado en el mar, el coste de la misma es equiparable al coste de la cimentación, así como al de la conexión a red y evacuación de la energía. Esto se traduce en mayores costes de generación, ya que los costes de inversión son del orden del doble que los costes de las instalaciones eólicas en tierra. A pesar de que el recurso eólico es superior, puede darse el caso de que no sea suficiente para alcanzar la rentabilidad que ofrecen los parques eólicos terrestres (Memoria Eolia, “Tecnologías Para Parques Eólicos *Offshore* en Aguas Profundas”, 2006).

- Las limitaciones de acceso y dificultad para trabajar en el mar durante las fases de montaje y mantenimiento de la instalación. Los costes de operación y mantenimiento llegan a triplicar los valores alcanzados en los parques en tierra.
- El aumento de costes y dificultades de construcción a medida que la instalación se realiza a mayor distancia de la costa y mayor profundidad. La profundidad es el principal problema para la instalación de aerogeneradores marinos en España porque la mayoría de las aguas superan la profundidad máxima viable en la actualidad de 50m. La mayor parte de las instalaciones *offshore* se han construido en aguas poco profundas (menos de 25 m) y relativamente cercanas a la costa (generalmente a menos de 20 km).
- Las estructuras instaladas en el medio marino tendrán que estar preparadas para garantizar su protección frente a la corrosión y entrada de aire cargado de sal que puede afectar al equipo eléctrico y al control del sistema. Esto hace que sea necesario una inversión adicional en el equipamiento que se muestra a continuación:
 - Superficies con un acabado especial para evitar la corrosión.
 - Sistema de deshumidificación.
 - Góndola y Torre herméticas.
 - Transformador y quipo informático dentro de la torre.

Además de las barreras tecnológicas expuestas, también existen barreras en el marco regulatorio y sociales en España. Entre las barreras regulatorias, cabe destacar los elevados plazos de tramitación administrativa para los proyectos eólicos marinos existentes; y en lo que respecta a la sociedad, la creencia de una amenaza al mantenimiento de las actividades propias de la costa, como la pesca y el turismo, obliga a desarrollo de proyectos en zonas más alejadas de la costa y por tanto a mayores profundidades, lo que incrementa la inversión (IDAE 2006).

1.2.6 Tecnología eólica *offshore*

1.2.6.1 El aerogenerador

Existen ciertas diferencias entre los aerogeneradores instalados en los parques eólicos terrestres y la maquinaria utilizada en el mar. A continuación se enumeran las principales:

- Para que el proyecto de un parque eólico marino sea rentable, se tiende a utilizar máquinas con mayor potencia unitaria que en tierra, ya que el coste por MW tiene una

relación proporcional con el número de máquinas instaladas, para una misma potencia de instalación. Actualmente, la potencia unitaria de los aerogeneradores marinos está entre 3 y 6 MW aunque es presumible el aumento de ésta tal y como demanda el mercado.

- Los aerogeneradores marinos deben presentar mayor grado de robustez y fiabilidad debido a las dificultades que presenta su mantenimiento, como se ha expuesto con anterioridad. Su complicada accesibilidad hace que los tiempos y costes de reparación sean muy elevados.
- Es necesaria la implementación de redundancias en los principales sistemas de actuación, sonorización y protección.
- Se debe prestar especial atención a los sistemas de sellado y control de humedad para que el funcionamiento del aerogenerador sea afectado lo menos posible por el ambiente exterior.
- El aerogenerador debe estar previsto de una protección adecuada contra la corrosión para toda su vida útil (recubrimiento superficial con ánodo de sacrificio, corrientes impresas...) y un correcto balizamiento tanto aeronáutico como marino.
- Debe ser capaz de soportar mayores vibraciones y oscilaciones, especialmente cuando se trata de cimentaciones flotantes (AEE, Asociación Empresarial Eólica).
- Las turbinas *offshore* se están dotando de generadores de electricidad que suministran energía en alta tensión debido a las dificultades para situar estaciones transformadoras en dichos emplazamientos.
- En el mar la rugosidad superficial es menor que en la tierra por lo que para lograr la misma velocidad de viento que en tierra se necesita una altura de buje menor. De esta forma, se puede reducir el peso de la torre y la carga que tiene que soportar la cimentación.
- Como los parques eólicos marinos se encuentran más alejados de las poblaciones, la restricción acústica en este tipo de proyectos es menor, lo cual permite una mayor velocidad en punta de pala. Así se consigue una reducción del peso de las palas.

1.2.6.2 Soportes

El aspecto de la cimentación en la eólica marina es clave y crítico, empezando por la instalación llevada a cabo en condiciones ambientales hostiles hasta el mantenimiento que requiere debido a la erosión y corrosión causados por el viento, el mar e incluso el fondo marino. Es por ello que se utilizan materiales especiales y por lo que se han creado empresas especializadas en la construcción y tratamiento de las cimentaciones. Algunas de las compañías que están haciéndose un hueco en el mercado de fabricación de estructuras para *offshore* son: *Sif Group* y *EEW* (proveedores de soportes monopilote), *Smulders*, *Bladt* y *BiFAB* (proveedores de soportes monopilotes y jackets), *Strabag* (proveedor de soportes de gravedad)...

Para la selección del tipo de cimentación es necesario tener en cuenta toda una serie de aspectos como la profundidad, estudios batimétricos, geofísicos, de dinámica de sedimentos etc.

En las primeras instalaciones de turbinas en el mar, las estructuras que se utilizaron fueron las existentes para parques en tierra y las desarrolladas por el sector del petróleo y el gas. Esto fue posible porque se instalaron en aguas poco profundas. Ya entonces, se vio la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías específicas para la construcción de parques

eólicos marinos en aguas a distintas profundidades, ya que, los emplazamientos con mayor recurso eólico se encuentran alejados de la costa donde las profundidades son mayores.

De esta manera surgieron las subestructuras marinas como las celosías o los trípodas y más tarde las estructuras flotantes que son las únicas viables para grandes profundidades. En la figura siguiente se pueden observar los tipos de soportes para los aerogeneradores en función de la profundidad.

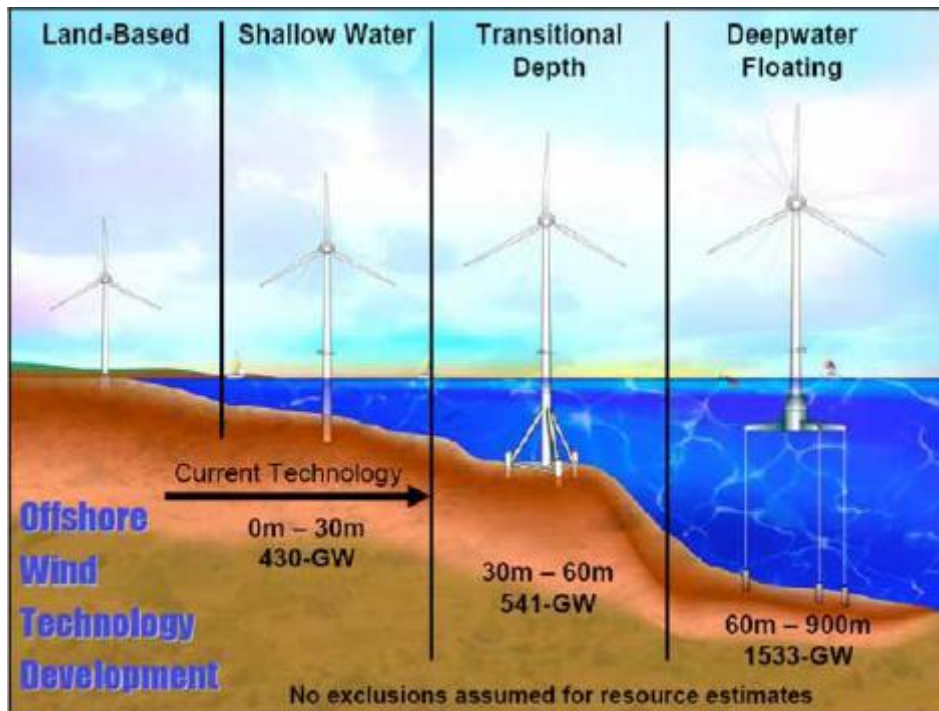


Figura 1.23. Cimentaciones de los aerogeneradores en función de la profundidad.

A continuación se hace un recorrido por los tipos de cimentación que existen en la actualidad:

- Estructuras basadas en la gravedad.

También se denomina de tipo zapata pues son zapatas similares a las utilizadas en la turbina terrestre. La turbina se mantiene vertical por efecto de la gravedad, son el peso de la estructura y el lastre los que sostienen la torre y la turbina sin necesidad de perforación del suelo marino. Si bien es cierto, éste tiene que estar preparado y estar sobre una plataforma continental. La base suele ser plana y alargada, y compuesta de hormigón. Su viabilidad es escasa en aguas profundas debido al gran incremento del coste. Típicamente tienen un diámetro de 12-15 metros y un peso entre 500 y 1.000 toneladas.



Figura 1.24.
Estructura de gravedad.

- Monopilote.

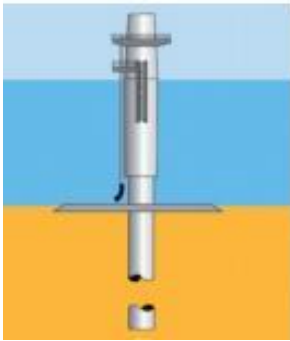


Figura 1.25. Estructura monopilote.

Se instala en aguas poco profundas, hasta 25 metros aproximadamente, y requiere que el suelo marino sea el adecuado, firme y sólido para evitar problemas de vibraciones y problemas de deflexión. Consiste en un alargamiento del propio mástil que se enclava al suelo marino mediante perforación hasta 30 m de profundidad. Su fabricación y su instalación son sencillas pero el manejo y transporte resulta complejo por su gran longitud. Se trata de una de las estructuras de soporte más ligeras, su diámetro ronda entre los 3,5 y los 5 m. No se utiliza en aguas más profundas debido a su inestabilidad, pero en el futuro se podrían aumentar los diámetros para disminuir su flexibilidad y poder instalarlos en aguas con mayor profundidad.

- Trípode.

La turbina se apoya sobre tres pilotes. Al tener mayor número de puntos de apoyo su estabilidad y resistencia es mayor, lo que permite su uso en profundidades mayores que el monopilote (entre 40 y 50 metros). La estructura suele ser de acero y es el eje central del trípode el que se une a la turbina. Requieren un lecho marino sólido donde poder perforar y colocar los pilotes de unión. Su coste de construcción e instalación es elevado pero se trata de una estructura versátil y rígida apropiada para el soporte de grandes turbinas.

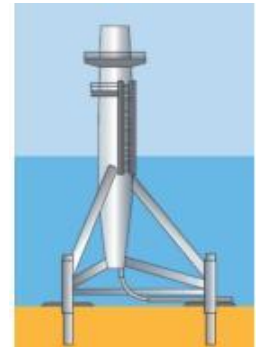


Figura 1.26. Estructura tipo trípode.

- Suction buckets

Son una alternativa los sistemas tradicionales de cimentación. El sistema se fija al suelo mediante un sistema de succión a presión, presentando una apariencia similar a la de las estructuras basadas en la gravedad. Al no tener que realizarse ningún tipo de perforación su instalación es sencilla, rápida y más económica. Se instalan depositando en el fondo la cimentación de acero y aplicando succión a la base, creando una presión diferencia que hace que la cimentación penetre en el suelo.



Figura 1.27. Estructura tipo jacket.

- Celosía o tipo Jacket.

Se utilizan en profundidades de hasta 60 m y se trata de un desarrollo de las estructuras utilizadas en las plataformas petrolíferas y de gas. Se trata de una estructura formada por tres o cuatro columnas principales conectadas entre sí mediante arriostramientos, todos ellos tubulares y soldados. Los nodos soldados son la parte más débil de la estructura y donde puede sufrir fatiga. Al igual que ocurre

con la estructura monopile, es necesaria una pieza de transición donde apoyar la torre del aerogenerador.

- Estructuras flotantes

Se trata de estructuras que se encuentran en fase de estudio. El objetivo es diseñar una estructura que permita la instalación en emplazamientos de gran profundidad y con lechos marinos que dificultan la instalación de cimentaciones fijas. Su principal característica es que el apoyo no se produce en el suelo sino sobre el agua. El contacto con el lecho marino se produce mediante cables o líneas de anclaje. Dentro de las estructuras flotantes, podemos encontrar tres tipos:

- *Ballast Stabilized*: consigue la estabilidad mediante pesos.
- *Mooring Line Stabilized*: logra la estabilidad mediante cables de tensión
- *Bouyancy Stabilized*: alcanza la estabilidad apoyándose en una superficie plana en el agua. Dicha superficie puede tener diversas formas.

El desarrollo de este tipo de soporte para la turbina tendría muchas ventajas, entre ellas cabe destacar la ampliación de los potenciales lugares de ubicación, la reducción del impacto visual al poder aumentar la distancia a la costa, mayor flexibilidad en el proceso productivo y de instalación al proponerse diferentes variantes y mayor facilidad de desinstalación. Pero para ello, aún existen diferentes retos que investigar como el modo de minimizar el movimiento de la turbina que se produce por la acción conjunta del viento y el oleaje.

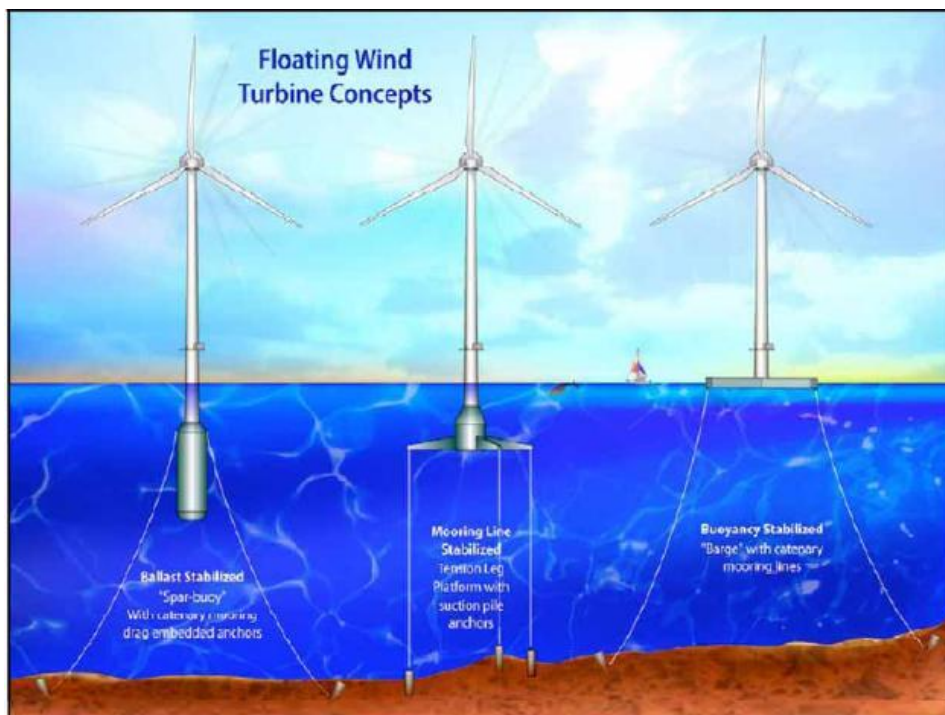


Figura 1.28. Clasificación de estructuras flotantes

A continuación se presenta una tabla que resume las principales características de las estructuras descritas:

Tipo de estructura	Breve descripción física	Profundidades adecuadas	Ventajas	Limitaciones
Gravedad	Estructura de Hormigón	Hasta 40 m aprox.	Barato	El transporte puede ser problemático. Se requiere de una preparación del fondo marino
Monopilote	Un pilar de soporte	< 25 m	Barato Menos impacto ambiental Posible industrialización	Pesada para transportar Competitividad en función del fondo marino
Trípode	Estructura con 3/4 patas	hasta 40-50 m	Alta resistencia Adecuada para grandes turbinas	Fabricación compleja pesada para transportar
Succión	Sistema de succión a presión	No disponible	Sencilla, rápida y económica	Sensible a las condiciones del fondo marino
Jacket	3/4 columnas principales conectadas entre sí mediante arriostramientos	Hasta 60 m aprox.	Adecuada para grandes turbinas	Caro Falla por fatiga Largo periodo de instalación
Flotantes	No está en contacto con el fondo marino	> 50 m	Adecuada para aguas profundas, lo que permite aprovechar mayor potencial energético	En estudio

Tabla 1.3. Resumen de las características de las estructuras *offshore*.

1.2.7 Desafíos o retos

Como ya se ha mencionado con anterioridad, en la actualidad no existe ningún parque eólico marino instalado en las costas españolas, pero es probable que los aerogeneradores que se instalen en la próxima década en el litoral español superen los 5 MW, lo que permitirá un gran aprovechamiento de los emplazamientos.

Además, cabe esperar que la profundidad que tendrán de media los parques eólicos marinos instalados en nuestras costas sea de un valor a aproximado de 50 m, valor considerado como el límite batimétrico actual, debido a las condiciones de la costa española en la que existe una escasez de ubicaciones aptas cercanas a la costa y de baja profundidad. Aunque hasta que se desarrolle la tecnología necesaria para la instalación de aerogeneradores en aguas profundas, previsiblemente las primeras instalaciones se llevaran a cabo a profundidades inferiores a 50 m.

En cuanto a la tecnología, en el horizonte 2011-2020, para la eólica marina se plantean los siguientes objetivos de forma prioritaria:

- Desarrollo de aerogeneradores con potencia unitaria en el rango de 10 a 20 MW, adaptados a los mayores requerimientos técnicos para su implantación mar adentro y con elevada fiabilidad técnica.
- Desarrollo de plataformas marinas experimentales nacionales para la I+D (Investigación y Desarrollo) de subestructuras de cimentación para profundidades medias, de diseños flotantes para aguas profundas, y de aerogeneradores marinos.

- Reducción de los ratios de inversión y de los costes de explotación para aumentar la competitividad.

Resultan de gran importancia las infraestructuras de ensayo para la validación de los prototipos, como las plantas de ensayo de palas y las plantas de ensayo de tren de potencia. Estas instalaciones requieren la adecuación de sus capacidades para el ensayo de prototipos de 10-20 MW.

A partir de una serie de propuestas establecidas en el horizonte del año 2020, se pretenden alcanzar los siguientes valores de potencia eólica acumulada: 35.000 MW en eólica en tierra (Como se ha indicado con anterioridad) y 750 MW en eólica marina. Las siguientes gráficas muestran la evolución de la potencia eólica acumulada, instalada y potencia generada por sectores en España.

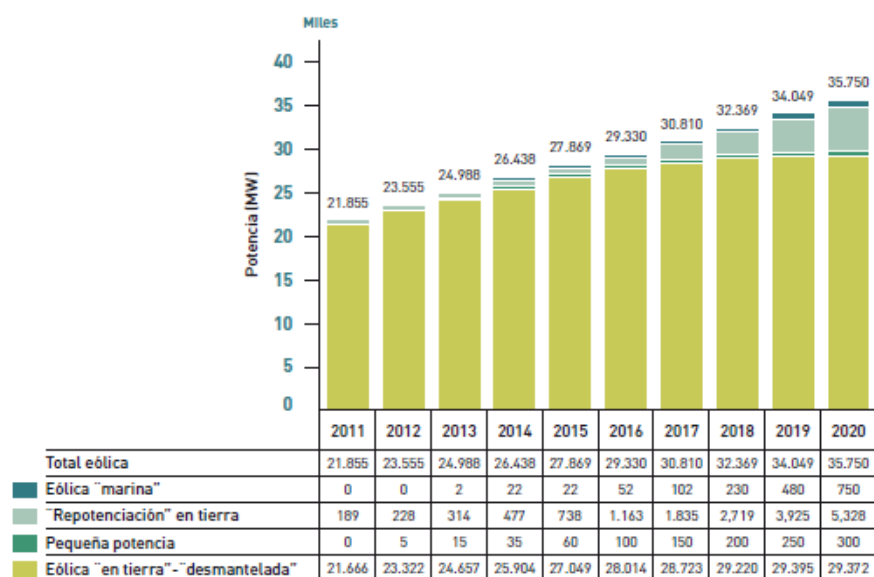


Figura 1.29. Previsiones de la Evolución de la potencia acumulada en España (PER 2011-12).

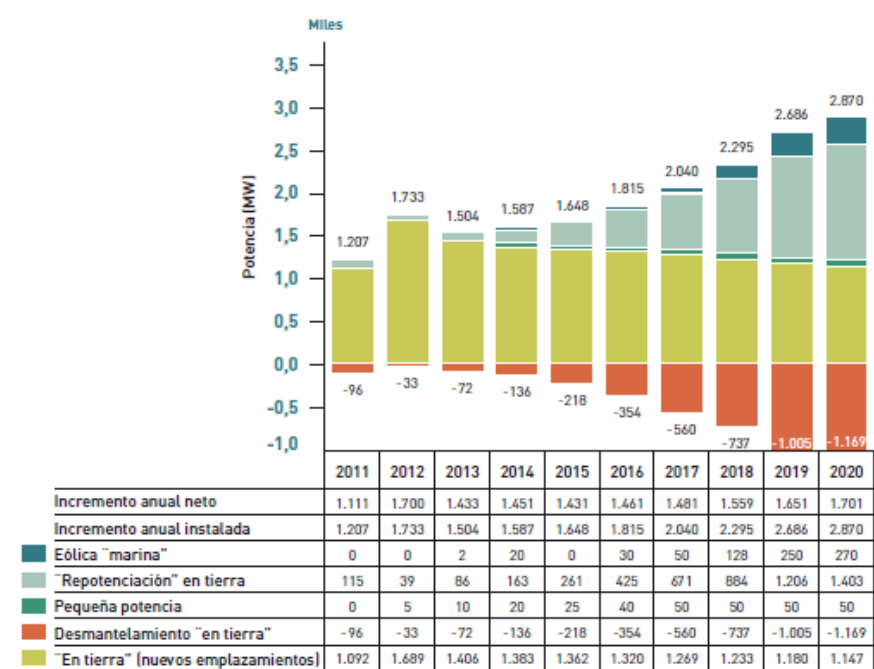


Figura 1.30. Previsión de la potencia instalada por subsectores en España (PER 2011-12).

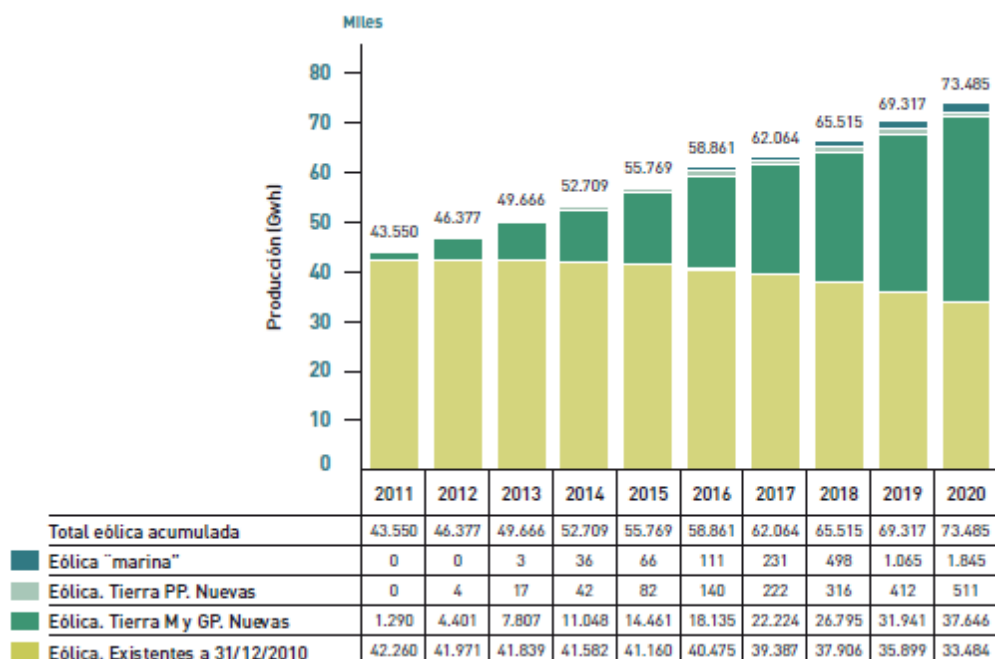


Figura 1.31. Previsión de la evolución de la producción anual por subsectores en España (PER 2011-12).

En concreto, en lo que respecta a la eólica marina, se estima que a partir de 2017 comiencen a entrar en servicio las primeras fases de parques eólicos marinos de gran potencia en el litoral español. De manera progresiva, se pretenden alcanzar una potencia instalada de 270 MW en 2020, sumando un total de 750 MW de potencia acumulada, tal y como se ha mencionado con anterioridad. Para ello, es necesario un gran impulso y soporte a los proyectos experimentales que existen en la actualidad para alcanzar una alta competitividad y conseguir que España se consolide como líder en tecnología específica para aguas profundas. En la siguiente figura 1.32 se pueden observar las previsiones de potencia eólica marina anual en España en el horizonte de 2020 (PER 2011-20).

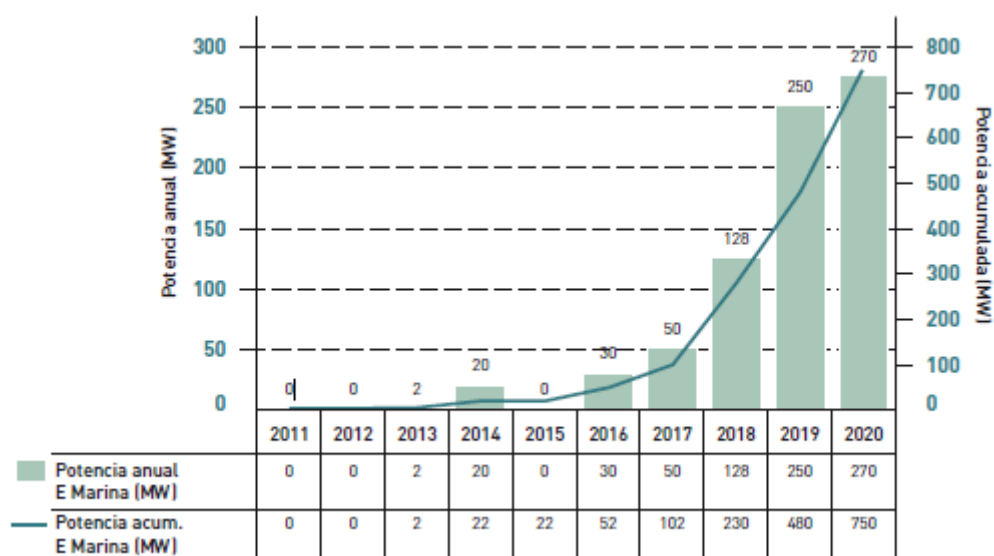


Figura 1.32. Previsión de la evolución de la potencia marina anual y acumulada (PER 2011-12).

A continuación se presenta una tabla que resume los principales aspectos de una instalación eólica tratados hasta el momento indicando en qué caso, terrestre o marino, es más favorable o presenta menores dificultades, y en cuál tiene mayor complejidad:

Parámetro	Eólica terrestre	Eólica Marina
Recurso disponible	✗	✓
Obstáculos, y por consiguiente rugosidad	✗	✓
Turbulencia, y por consiguiente fatiga	✗	✓
Dificultad para evaluar el recurso	✓	✗
Espacio disponible	✗	✓
Impacto visual	✗	✓
Dificultad de Instalación	✓	✗
Disponibilidad instalaciones eléctricas	✓	✗
Coste de cimentaciones y redes eléctricas	✓	✗
Tamaño aerogenerador	1,5 - 4 MW	3 - 6 MW
Altura del buje necesaria (como restricción)	✗	✓
Corrosión	✓	✗
Potencia instalada actual en la UE (2013)	119.000 MW	6564 MW
Horas medias de utilización al año	2100	3500
Madurez tecnológica	✓	✗

Tabla 1.4. Resumen comparativo de la eólica terrestre y marina.

CAPÍTULO 2. El proceso de generación y diseño de un parque eólico

2.1 Aspectos generales para la evaluación del recurso eólico

Para poder hacernos una idea de los recursos eólicos de los que se disponen en el total de la superficie del planeta, se ha calculado (según el manual acerca de energía eólica publicado por IDAE, Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía) que si se colocasen seis aerogeneradores estándares de 1,5 MW de potencia y 77 metros de diámetro de rotor en cada kilómetro cuadrado de las áreas terrestres con los mejores vientos del planeta, se podrían obtener 72 teravatios de potencia, lo que supondría un equivalente a 10 veces el consumo de electricidad mundial del año 2002 o a la potencia que se obtendría utilizando 54.000 millones de toneladas de petróleo. Para ello, debería llevarse a cabo la instalación de 48 millones de turbinas en una extensión equivalente a 16 veces la superficie de España.

Para poder aprovechar al máximo el recurso eólico, el viento, es necesario conocer su comportamiento. Los estudios demuestran que su existencia es debida a la radiación del Sol que junto con otros factores como la inclinación y el desplazamiento de la tierra o la distribución de los continentes u océanos producen la circulación del aire porque las distintas zonas de la superficie terrestre y de la atmósfera se calientan de forma desigual. La Tierra devuelve constantemente a la atmósfera el calor que recibe del sol, aunque no de modo uniforme, la cantidad de radiación solar absorbida por la superficie de la tierra es mayor en el ecuador que en los polos. De esta manera, el aire que más se calienta se vuelve más ligero, porque se agitan sus moléculas y pierde densidad, y asciende (el aire asciende en el ecuador y desciende en los polos). El espacio que antes ocupaba ese aire que se calienta pasa a ser ocupado por aire más frío y así sucesivamente, creándose una macrocirculación como consecuencia de los movimientos convectivos. Por tanto, se originan corrientes verticales por efecto del menor peso del aire que se calienta. En el apartado de mecánica del movimiento del viento presentado más adelante en este mismo capítulo, se describen las fuerzas que producen el movimiento del viento a escala atmosférica.

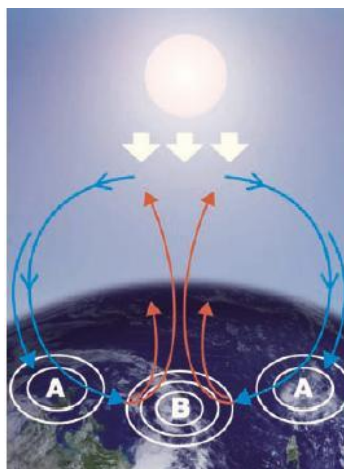


Figura 2.1. Corrientes verticales de aire (ABB, Cuaderno Técnico Plantas eólicas).

Existen dos tipos de corrientes de aire. Por un lado, se tienen que considerar aquellas que circulan por todo el planeta en capas de la estratosfera, viento a escala global. Estos vientos dependen de la temperatura, la presión atmosférica y la fuerza de Coriolis (que es debida a la rotación de la tierra) principalmente. La fuerza de Coriolis es proporcional a la velocidad del viento y normal a ella. El viento debería ser perpendicular a las isobaras, líneas que unen aquellos puntos que tienen la misma presión atmosférica, pero la desviación inducida por la fuerza de Coriolis hace que las corrientes rodeen las zonas de baja presión (borrasca) dejándolas a su izquierda (movimiento antihorario), en el hemisferio Norte y dejan correspondientemente a su derecha a las zonas de alta presión (anticiclón).

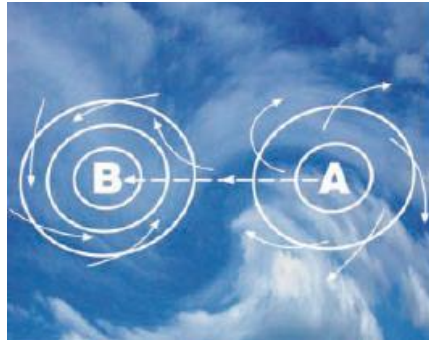


Figura 2.2. Circulación del viento en el Hemisferio Norte
(Fuente ABB, Cuaderno Técnico Plantas eólicas).

Por otro lado hay que tener en cuenta los vientos que soplan cerca de la superficie, a escala local, los cuales dependen de variables como el relieve del terreno, la rugosidad, la altura... En función de estos factores se puede estimar la velocidad del viento para una determinada altura a partir de la expresión (2.1.1):

$$V(h) = V_0 \cdot \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad (2.1.1)$$

Siendo:

$V(h)$ = Velocidad del viento que se desea estimar, a la altura h del suelo.

V_0 =Velocidad del viento conocida a una altura h_0 .

h = Altura a la que se quiere estimar la velocidad del viento.

h_0 =Altura de referencia

α =Valor que depende de la rugosidad existente en el emplazamiento. Su valor está comprendido en un rango de 0.10 a 0.40

Tipo de terreno	α
Liso (mar, arena, nieve)	0,10-0,13
Rugosidad moderada (hierba, cultivos)	0,13-0,20
Rugoso (bosques, edificaciones)	0,20-0,27
Muy rugoso (ciudades)	0,27-0,40

Tabla 2.1. Valor de α que depende de la rugosidad del terreno.

La rugosidad contribuye a frenar el viento, de manera que a mayor rugosidad serán necesarios aerogeneradores de mayor altura para poder obtener la misma velocidad del viento que en una superficie más lisa. El viento pierde cantidad de movimiento por la disipación de la energía que supone el rozamiento con el suelo de forma que se establece una capa turbulenta de gran espesor, mayor cuando el tamaño de los obstáculos que se encuentren en la superficie es más grande. Para obtener la máxima energía del viento conviene que la capa límite sea delgada para aprovechar altas velocidades del viento sin que se requiera una altura excesiva de la torre.

La capa límite (definida como la región de la atmósfera donde las fuerzas viscosas son importantes) se ve alterada por la presencia de obstáculos. Cuando existe una colina, un acantilado... en el lado de barlovento se produce un aumento de la velocidad del viento debido a la desviación que sufre por la presencia del obstáculo y una reducción del espesor de la capa límite. Sin embargo, a sotavento disminuye la velocidad y se producen grandes turbulencias, lo que se denomina estela. Por esta razón, los mejores lugares para el aprovechamiento del recurso eólico son aquellos de pendiente suave, sin obstáculos, dónde se van juntando las líneas de corriente del fluido y la velocidad aumenta.

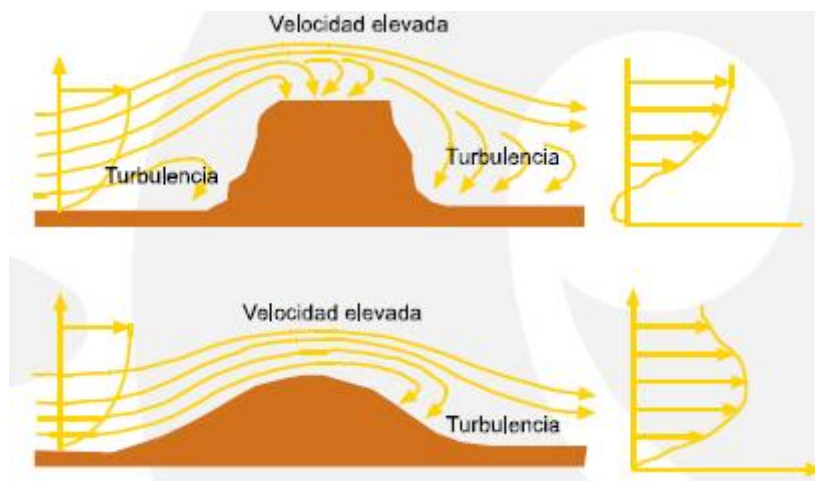


Figura 2.3. Influencia de los obstáculos en la velocidad del viento

Para poder estimar el aprovechamiento del viento en un punto determinado habrá que tener en cuenta los dos tipos de vientos expuestos, locales y globales. Pudiendo predominar cualquiera de ellos. Es fundamental conocer para evaluarlo tanto su velocidad (mediante anemómetros) como su dirección (utilizando veletas). En general, las palas de un

aerogenerador determinado giran en un rango de velocidad del viento para el cual se consigue la máxima potencia.

Como se ha mencionado antes, uno de los factores que más afectan a la generación del viento es la radiación solar. Aproximadamente el 2% de la energía que llega del sol se transforma en energía cinética de los vientos atmosféricos, de la cual el 35% se disipa en la capa atmosférica en torno a un kilómetro por encima del suelo. Sólo un tercio de la energía restante puede ser aprovechada.

El viento posee energía cinética que produce trabajo mecánico de rotación cuando el viento incide en las palas del aerogenerador. Éste, a su vez, mueve un generador de manera que se obtiene energía eléctrica. La cantidad de energía cinética con la que incide el viento depende de la velocidad, la densidad del aire y área barrida por el rotor.

El principal inconveniente para producir energía a partir del viento es la dificultad de predecir la potencia que se va a generar debido a que el recurso eólico no es constante. Esto hace que no sea fácil gestionar la oferta de energía dentro de la red de suministro. Por ello, se desarrolló el Real Decreto 436/04 (En el anexo I se incluye toda la normativa que es de aplicación en el presente proyecto), que estableció la obligación de predecir con antelación la energía que se iba a producir para participar en el mercado energético. Esto requiere la instalación de sistemas de predicción meteorológicos que ayuden a estimar con suficiente precisión el viento que soplará en una determinada zona.

2.1.1 Mecánica del movimiento del viento

Como ya se ha introducido, el movimiento del viento se ve influenciado por distintas fuerzas. En un modelo sencillo de la mecánica del movimiento del viento de la atmósfera se deben considerar cuatro fuerzas: la fuerza de presión, la fuerza de Coriolis, las fuerzas de inercia debidas al movimiento circular a gran escala y las fuerzas de fricción en la superficie de la tierra.

La fuerza de presión en el aire (por unidad de masa), F_p viene dada por:

$$F_p = \frac{-1}{\rho} \frac{\delta p}{\delta n} \quad (2.1.2)$$

Donde ρ es la densidad del aire y n es la dirección normal a las líneas de presión constante. También $\frac{\delta p}{\delta n}$ es definido como el gradiente de presión normal a las líneas de presión constante, o isobaras.

La fuerza de Coriolis (por unidad de masa), F_c es una fuerza ficticia que tiene su origen en la toma de medidas con punto de referencia en la tierra y se expresa como:

$$F_c = fU \quad (2.1.3)$$

Donde U es la velocidad del viento, y f es el parámetro de Coriolis ($f = 2\omega \sin(\phi)$). ϕ representa la latitud y ω la rotación angular de la Tierra. La dirección de la fuerza de Coriolis es

perpendicular a la dirección de movimiento del aire. La suma de estas dos fuerzas es conocida como viento geostrófico y tiende a ser paralelo a las isobaras.

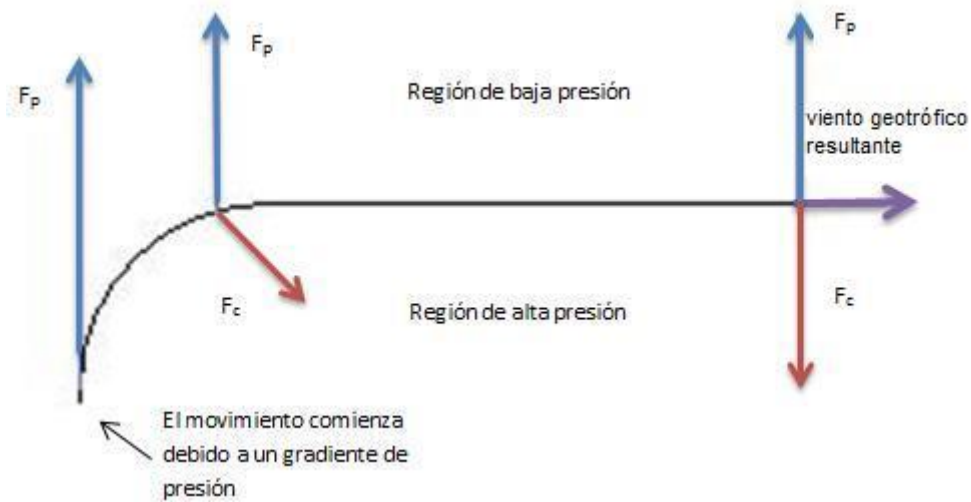


Figura 2.4. Representación del viento geostrófico; F_p , fuerza de presión en el aire; F_c , fuerza de Coriolis.

La magnitud del viento geostrófico, U_g , es una función del balance de fuerzas:

$$U_g = \frac{-1}{f\rho} \frac{\delta p}{\delta n} \quad (2.1.4)$$

Pero esto se trata de un caso ideal, ya que la presencia de altas y bajas presiones hace que las isobaras sean curvas, de manera que aparece una fuerza adicional, la fuerza centrífuga. La resultante se denomina viento de gradiente, U_{gr} y su dirección es paralela a las isobaras. Como resultado del balance de fuerzas se obtiene, entonces:

$$\frac{U_{gr}^2}{R} = -fU_{gr} - \frac{1}{\rho} \frac{\delta p}{\delta n} \quad (2.1.5)$$

Donde R es el radio de curvatura de la trayectoria de las partículas de aire, y:

$$U_{gr} = U_g - \frac{U_{gr}^2}{fR} \quad (2.1.6)$$

Y por último, la fuerza del viento que es debida a la fricción producida con la superficie de la Tierra. La superficie de la Tierra ejerce una fuerza horizontal sobre el movimiento del aire que consigue frenar el flujo. Esta fuerza disminuye a medida que aumenta la altura sobre la superficie de la tierra y se convierte en prácticamente inapreciable cuando se supera la capa límite. Sobre la capa límite el flujo de viento presenta un gradiente de velocidad a lo largo de las isobaras.

2.1.2 Caracterización energética

El viento, debido a su origen, presenta una gran variabilidad, tanto en dirección como en intensidad. Su caracterización desde el punto de vista energético es de gran importancia para determinar:

- Potencial disponible y con ello permitir deducir de él la rentabilidad económica de la instalación.
- Emplazamiento más adecuado.
- Cargas sobre el sistema, que permita el dimensionado idóneo.
- Estrategia operativa de arranque, parada, regulación, orientación al viento, etc.
- Vida útil del sistema por el efecto de la turbulencia, ráfagas, tormentas, etc.
- Comportamiento energético de la explotación eólica.

La valoración del emplazamiento es un interrogante de gran importancia que es necesario despejar antes de la toma de decisiones económicas. Ello requiere la realización de una campaña de medidas y una explotación de datos que ha de incluir:

- Distribución de frecuencias de la velocidad y dirección (rosa de vientos).
- Distribución de velocidades medias anuales.
- Variación del viento con la altura (Sólo en el caso de eólica onshore)
- Influencia de la topografía. Selección de emplazamientos.
- Estadística de ráfagas. Valores extremos.

(Lecuona, 2002)

2.1.3 Energía del viento

Para cuantificar la cantidad de energía cinética contenida en el viento se debe tener en cuenta que una masa de aire m con movimiento uniforme unidireccional de velocidad v tiene una energía cinética:

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (2.1.7)$$

Si ρ es la densidad del aire de la corriente uniforme, la energía por unidad de volumen es:

$$e = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \quad (2.1.8)$$

El flujo volumétrico \dot{Q} a través de una superficie de control estacionaria de sección S es:

$$\dot{Q} = S \cdot v \quad (2.1.9)$$

Finalmente se obtiene el flujo de energía o potencia eólica de la corriente a través de la superficie S , tal como expresa la ecuación (2.1.10):

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (2.1.10)$$

Siendo:

- P = potencia en vatios (W) o energía cinética por unidad de tiempo.
- ρ = densidad del aire en Kg/m^3

La densidad en condiciones normales (a nivel del mar, a una presión atmosférica de 1.013 milibares y una temperatura de 15°C) es de $1,225 \text{ Kg/m}^3$, de manera que cuando el

viento se enfría se vuelve más denso al aumentar su peso y la energía que transfiera al aerogenerador será mayor, y viceversa cuando se calienta.

- S = superficie barrida por el rotor en m^2

El área de referencia para calcular P en una aeroturbina es la de la sección recta frontal al viento de la zona afectada por el giro de las aspas. Para una aeroturbina de eje horizontal es $S = \pi \cdot D^2/4$, siendo D el diámetro del rotor. Cuanto mayor sea el área barrida por el rotor, mayor será la cantidad de aire en movimiento que pase a través de él y por tanto la potencia capaz de generar. Como ejemplo, para estimar el área barrida por un rotor, podemos considerar el caso de una turbina de 1.000 kW de potencia nominal. Su rotor puede tener un diámetro de unos 54 metros, barriendo por tanto una superficie de aproximadamente $2.300m^3$.

- V = Velocidad del viento

La velocidad del viento es un parámetro cuya influencia en la potencia por unidad de área $\left(\frac{P}{A} = \frac{1}{2}\rho U^3\right)$ es muy significativa como se puede ver en la tabla siguiente:

Velocidad del viento (m/s)	Potencia/ Área (W/m2)
0	0,00
5	80,00
10	610,00
15	2.070,00
20	4.900,00
25	9.560,00
30	16.550,00

Tabla 2.2. Influencia de la velocidad en la potencia por unidad de área.

Cuando se conoce la velocidad promedio en un emplazamiento se pueden desarrollar mapas que muestren el promedio de densidad de potencia de la región. También se pueden realizar estimaciones más precisas si se dispone de las medias horarias, U_i , de un año, ya que se puede estimar la potencia media cada hora. La densidad de potencia promedio, basada en las medias horarias se calcula a partir de la fórmula (2.1.11):

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2}\rho\bar{U}^3K_e \quad (2.1.11)$$

Dónde \bar{U} es la media anual de la velocidad y K_e se denomina patrón de energía. El factor patrón de energía se puede calcular a partir de la ecuación (2.1.12):

$$k_e = \frac{1}{N\bar{U}^3}\sum_{i=1}^N U_i^3 \quad (2.1.12)$$

Donde N es el número de horas en un año, 8760.

Algunas muestras cualitativas para evaluar la magnitud del recurso eólico disponible se exponen a continuación:

$$\frac{\bar{P}}{A} < 100 \text{ W/m}^2 \rightarrow \text{Pobre}$$

$$\frac{\bar{P}}{A} \approx 400 \text{ W/m}^2 \rightarrow \text{Bueno}$$

$$\frac{\bar{P}}{A} > 700 \text{ W/m}^2 \rightarrow \text{Muy bueno}$$

Como se ha demostrado la energía cinética contenida en el viento es muy grande, pero no toda se puede aprovechar. Para poder aprovecharla en su totalidad, las palas deberían parar por completo el viento, lo que impediría que pasase de manera continua a través de ellas. El *Límite de Bertz* establece en un 59% de la energía que llega al rotor, el máximo teórico de energía aprovechable. Esto sin tener en cuenta la energía que se pierde en el proceso de transformación a energía eléctrica, lo cual reduciría el porcentaje a un 40%, que sigue siendo un porcentaje bastante alto. Se define un coeficiente de potencia C_p , a modo de eficiencia de conversión, como coeficiente entre la potencia extraída o aprovechada P_a , y la disponible en el viento. Para una corriente estacionaria valdría:

$$C_p = \frac{P_a}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3} \quad (2.1.13)$$

Un valor representativo de este coeficiente es 0,4 para una turbina moderna de tipo rápido. La figura (2.5) muestra el coeficiente de potencia máximo obtenible para distintos tipos de aeroturbinas actuales en función del parámetro λ de velocidad del rotor (Cociente entre la velocidad de punta de pala y la velocidad del viento incidente) (Lecuona, 2002).

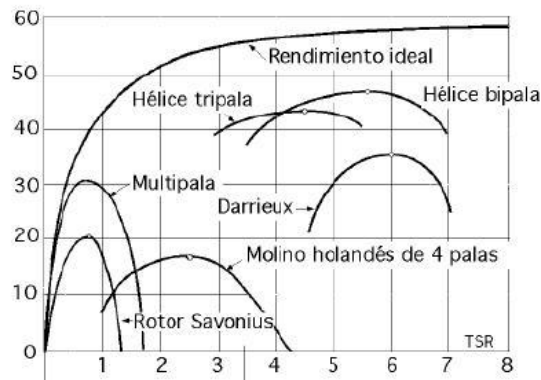


Figura 2.5. Coeficiente de potencia C_p máximo en tanto por ciento en función de la velocidad del rotor λ . (Lecuona, 2002)

2.1.4 Variaciones del viento

Los movimientos atmosféricos varían tanto con el tiempo (en cuestión de segundos a meses) como con el espacio (influyen desde centímetros a miles de kilómetros). Es importante conocer estas variaciones para poder estimar correctamente el recurso eólico de un emplazamiento y no tomar como válidos puntos singulares de la serie de datos para caracterizar el viento de la zona.

Las variaciones en el espacio dependen generalmente de la altura sobre la superficie, tanto a nivel global como local.

En lo que respecta a las variaciones en el tiempo, se pueden dividir en las siguientes categorías:

- 1) Inter-anual.
- 2) Anual.
- 3) Diarias.
- 4) A corto plazo (ráfagas y turbulencia).

A continuación se describe cada una de estas categorías.

- 1) **Inter-anual.** Se trata de las variaciones que ocurren en una escala de tiempo superior a un año. Estas variaciones pueden tener grandes efectos a largo plazo en la producción de la turbina. Estimar las variaciones de viento inter-anales puede llegar a ser tan importante como estimar el recurso medio a largo plazo en un emplazamiento. Generalmente se toman valores de 30 años para determinar los valores de tiempo o del clima a largo plazo, y al menos valores de 5 años para estimar una velocidad del viento media fiable de un emplazamiento dado, aunque pueden utilizarse series de datos más cortas.
- 2) **Anual.** En la mayor parte del mundo es común que existan variaciones estacionales y mensuales del viento, de manera que la producción de energía puede variar en función de la época del año. Es por ello que en el caso de estudio se variará el recurso eólico estacional.
- 3) **Diarias.** También pueden darse grandes cambios de la velocidad del viento en una escala de tiempo de un día. Este tipo de variación de la velocidad del viento es debido al diferente calentamiento de la superficie de la tierra durante el ciclo de radiación. Una variación diaria común de la velocidad del viento es un incremento de su velocidad durante el día y una disminución en las horas que comprenden desde medianoche a la salida del sol. Las mayores variaciones presentes a lo largo de un día se producen en las estaciones de verano y primavera, y las menores en invierno. Estas variaciones también pueden ser diferentes dependiendo de la localización y de la altura sobre el nivel del mar. Por ejemplo, en las montañas o crestas los patrones diarios pueden presentar grandes diferencias. Esto puede ser debido a la transferencia o mezcla de momento entre las capas superiores e inferiores de aire. La figura 2.6 muestra que pueden existir diferencias significativas de año en año en el comportamiento diurno. Aunque las características más rudas se pueden establecer con los datos de un único año, características más específicas como la amplitud de la oscilación diurna y la hora del día a la que se da la máxima velocidad del viento no se pueden determinar con precisión.

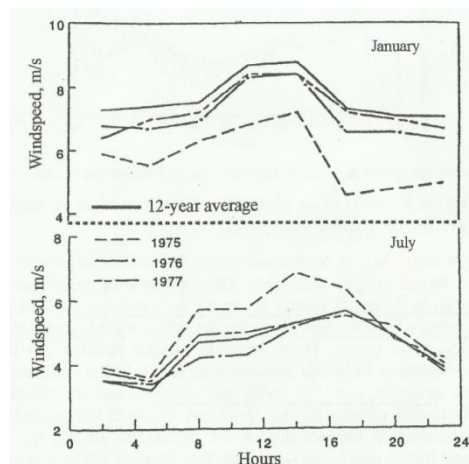


Figura 2.6. Variaciones diarias recurso eólico.

- 4) A corto plazo.** Se incluyen en esta categoría las ráfagas y la turbulencia. Normalmente se trata de variaciones que tienen lugar en intervalos de tiempo de 10 minutos o menos. Los promedios de 10 minutos se suelen determinar utilizando una velocidad de muestreo de un segundo. Para las aplicaciones de energía eólica, las fluctuaciones de la turbulencia en el flujo se deben cuantificar para tenerlo en cuenta en el diseño de la turbina a la hora de predecir la carga máxima que puede soportar y la fatiga, las excitaciones estructurales que sufra, diseñar el sistema de control y de operación, y cuantificar la potencia. La turbulencia se puede considerar como fluctuaciones de la velocidad del viento sobre la media que se producen al azar y que pueden darse en cualquiera de las tres direcciones: Longitudinal (en la dirección del viento), lateral (perpendicular a la dirección principal del viento) y vertical. Una ráfaga es un fenómeno concreto dentro de un campo de viento turbulento. Para describir una ráfaga es necesario conocer su amplitud, el tiempo de subida, la diferencia máxima de velocidad en la ráfaga y el tiempo de bajada hasta su fin. En función de estas características se pueden determinar las cargas causadas por la ráfaga en la turbina.

Además de la velocidad del viento, la dirección del viento también sufre variaciones en las mismas escalas de tiempo. Las variaciones estacionales suelen ser pequeñas, del orden de 30° pero la media mensual puede variar 180° a lo largo de un año. Las variaciones de dirección del viento a corto plazo suelen ser producto de la naturaleza turbulenta del viento. Estas variaciones a corto plazo se deben considerar en el diseño y emplazamiento de la turbina. Los ejes horizontales de la turbina deben rotar (virar) con los cambios de dirección. Las variaciones en la dirección del viento y su movimiento asociado afecta a la vida por fatiga de componentes de la turbina como las palas y los mecanismos de viraje.

(J.F Manwell, J.G. McGowan y A. L. Rogers)

2.1.5 Características propias del medio marino

En tierra, el régimen eólico está principalmente influenciado por los efectos topográficos, pero en el mar son otros los efectos que determinan el comportamiento del flujo del viento. Podría considerarse que, en la superficie del mar, el régimen de vientos es similar a la circulación general de la atmósfera y por lo tanto, se podría predecir si se conocen las condiciones de la atmósfera. Sin embargo, esta primera aproximación, se ve alterada por características del mar que influyen en el viento; mientras que en tierra la rugosidad de la superficie se considera constante, en el mar depende del oleaje que a su vez depende de las condiciones atmosféricas. También se tienen que tener en cuenta las mareas, que varían la altitud relativa del rotor en la capa límite y por lo tanto la velocidad incidente en el aerogenerador. Además la influencia de las costas, incluso cuando se encuentran alejadas de la instalación, introduce variaciones en el régimen de vientos.

Otra característica que presenta el régimen del viento en el mar es que la intensidad de la turbulencia ambiente es más baja que en tierra. Esto provoca que se produzca menos mezcla entre capas y el viento sea más laminar, de manera que, los efectos turbulentos que generan los aerogeneradores tardan más tiempo en disiparse y el efecto estela entre los aerogeneradores aumente. La intensidad de la turbulencia es menor en el mar que en tierra debido a la baja rugosidad de la superficie del mar y al bajo gradiente vertical de temperaturas.

La luz del sol penetra varios metros dentro del agua, mientras que en la tierra sólo alcanza la capa superior del suelo, calentándola más. A pesar de que la intensidad de la turbulencia es menor en el mar que en la tierra, en el mar experimenta ascensos y descensos. La intensidad de la turbulencia disminuye cuando aumenta la velocidad hasta alcanzar valores próximos a 0.05 a unos 50 m de altura, después aumenta un poco con la velocidad. Este incremento a altas velocidades refleja una transición de unas velocidades más bajas en las que predominan los efectos térmicos producidos por la turbulencia a otras mayores en las que son los efectos mecánicos los que más actúan.

Todo esto hace que para poder estimar correctamente el potencial energético en un emplazamiento, sea necesario tomar medidas directas en el mismo mediante la instalación de torres anemométricas. La instalación de torres anemométricas en el mar es compleja y cara, hasta el punto que realizar medidas de 80 a 100 metros sobre el nivel del mar resulta aproximadamente 25 veces más caro que en tierra. Pero estas medidas resultan imprescindibles para una correcta estimación de la producción del parque eólico *offshore*, así como para un correcto diseño que permita optimizar la instalación. (Rodríguez Ruiz y Martínez Palacio, 2.008). En el anexo II se incluye una descripción de la instrumentación necesaria para obtener los datos que se requieren para caracterizar el recurso eólico de un emplazamiento.

2.2 Proceso para la selección de un emplazamiento en España

Se define como emplazamiento el lugar físico donde se instalarán los aerogeneradores. El objetivo es encontrar un emplazamiento en el litoral español. Los emplazamientos de mayor recurso eólico se encuentran en la zona atlántica, al Suroeste y al Noroeste de España. La figura siguiente representa el recurso eólico existente en el litoral nacional, en términos de velocidad del viento media a 80 m de altura, tomada como representativa de las alturas de buje de los aerogeneradores comerciales actuales.



Figura 2.7. Recurso eólico existente en el litoral español (IDAE).

Esta figura constituye una representación visual del recurso disponible en cada zona, para lo cual se ha utilizado la siguiente paleta de colores:

- Bajo: velocidad de viento medio anual $[v] < 5$ m/s, en tonos azulados.
- Medio-bajo: $5\text{ m/s} < v < 6.5$ m/s, en tonos verdosos.
- Medio-alto: $6.5\text{ m/s} < v < 8$ m/s, en tonos amarillos y naranjas.
- Elevado: $v > 8$ m/s, en tonos rosas y rojizos.

Pero además de tener en cuenta cuáles son las áreas con mayor recurso eólico, para evaluar la superficie útil disponible para la instalación de parques eólicos marinos se deben considerar una serie de aspectos medioambientales y técnicos:

- Consideraciones medioambientales: zonificación del “Estudio Estratégico Ambiental Español” para la implantación de parques eólicos marinos.
- Consideraciones técnicas: batimetría de la costa española, esto es, un estudio de las profundidades marinas que son adecuadas para la instalación de aerogeneradores en función de la situación actual de la tecnología eólica marina.
- Consideraciones económicas: disponibilidad de recurso eólico suficiente para que sea rentable la implantación de parques eólicos marinos, considerando la mayor inversión y gastos de explotación asociados frente a los parques eólicos en tierra.

A continuación se muestra el resultado obtenido tras analizar cada una de las consideraciones expuestas.

El mapa de Áreas Eólicas Marinas publicado en el estudio Estratégico Ambiental realizado por IDAE (Instituto para el Ahorro y la Diversificación de la Energía) aprobado en abril de 2009 a petición del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio así como el Ministerio de Medio Ambiente incluye una zonificación marina, según el grado de afección de los potenciales parques eólicos marinos, mayores de 50 MW, en cada área del litoral.

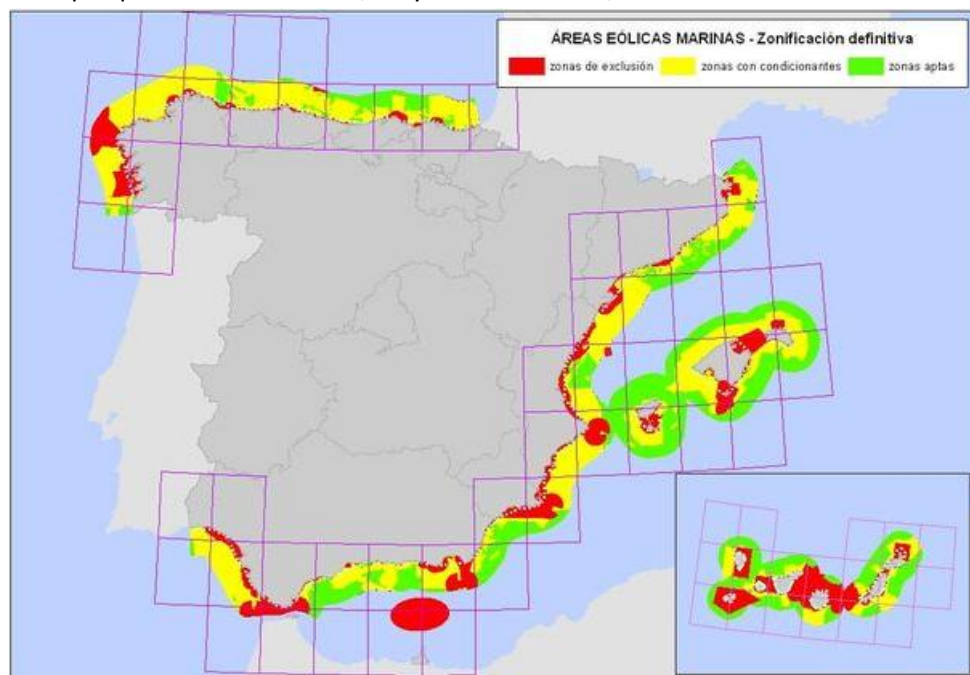


Figura 2.8. Zonificación “Estudio Estratégico Ambiental del Litoral” para parques eólicos marinos.

En el mapa se puede observar:

- En color rojo: las “zonas de exclusión”, son aquellas en las que se detectó incompatibilidad entre la existencia de parques eólicos marinos (mayores de 50 MW) y los usos o actividades establecidos.
- En color amarillo: las “zonas aptas con condicionantes”, donde la instalación de parques eólicos está condicionada a una mayor información necesaria.
- En color verde: las “zonas aptas”, aquellas en las que no se detectó incompatibilidad, en términos de planificación estratégica.

La siguiente tabla muestra en términos de superficie cada una de las zonas clasificadas por el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral (EEAL).

	Zonificación EEAL-	
	Superficie útil (km ²)	Superficie (%)
Aptas	84.666	36,7
Condicionadas	89.759	39,0
Excluidas	55.889	24,3
Total	230.313	100,0

Tabla 2.3. Superficie desglosada según tipo de la zonificación EEAL.

Se observa que el 75% del litoral español, a priori, se encontraría disponible para la implantación de parques eólicos marinos en función del EEAL, siendo necesarios estudios que determinen la viabilidad medioambiental definitiva ya que se consideran en este porcentaje las zonas aptas con condicionantes.

En cuanto a las razones técnicas a tener en cuenta para la instalación de parques eólicos marinos, ya se ha comentado la importancia de la profundidad. Es necesaria la implantación del parque a bajas profundidades, hasta 50 m, debido a que la tecnología para su instalación en aguas más profundas está aún en desarrollo. Esta limitación reduce la superficie útil aproximadamente un 8.15 % de la extensión inicial.

Además hay que tener en cuenta la distancia mínima a la que se permite construir un parque eólico sin que afecte de manera considerable al paisaje turístico. El límite está impuesto en una banda de 8 km de distancia paralela a la costa, por lo que existen muchas zonas de aguas profundas.

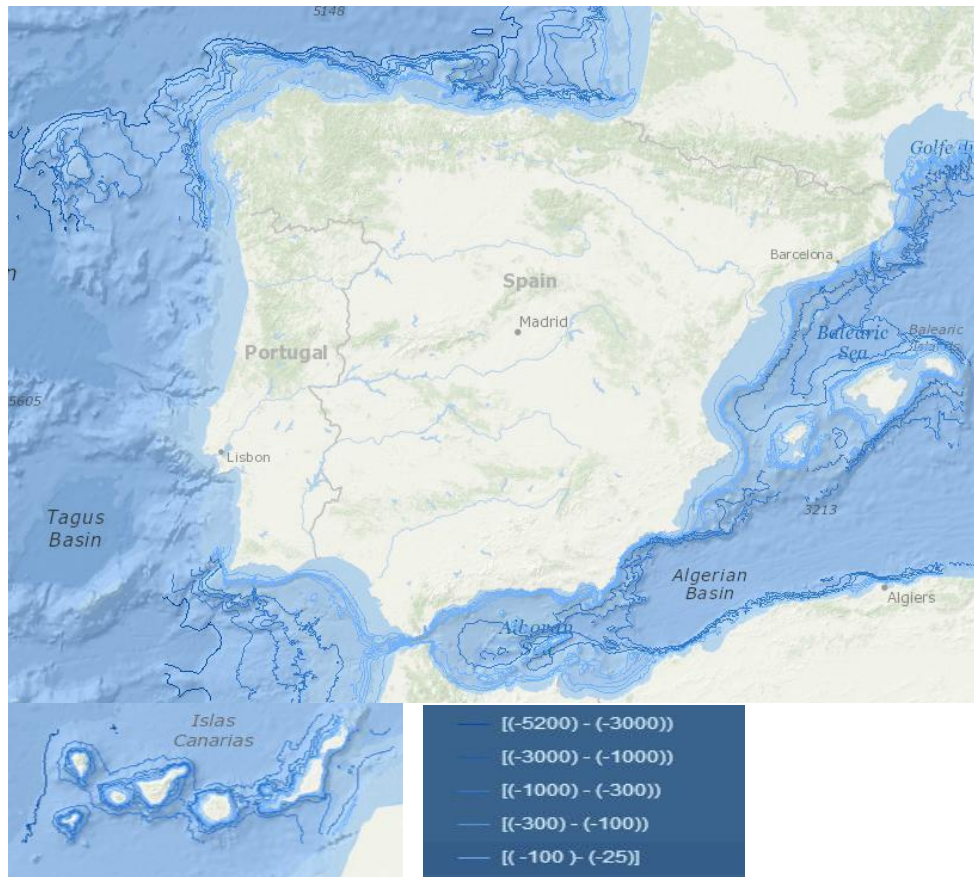


Figura 2.9. Mapa batimétrico de la península ibérica y las Islas Canarias con los valores de la leyenda expresados en metros (Instituto Geográfico Español de Oceanografía).

En lo que respecta a las condiciones económicas, el recurso del viento tiene que ser suficiente para que el parque eólico sea viable técnico-económicamente. Se ha estimado que para ello la velocidad del viento medio anual tiene que ser al menos de 7,5 m/s a una altura de 80 m. Tras tomar este dato en consideración, sólo el 1,6 % de la extensión inicial del total del litoral español sería útil para el propósito que se estudia.

Además de los criterios considerados, existen otros aspectos a tener en cuenta para la delimitación de las zonas viables. Entre ellos destacan aspectos de carácter medioambiental, por ejemplo, la protección de la flora y la fauna del emplazamiento, tanto marítimas como aves migratorias que tengan sus rutas en la zona; consideraciones económicas como la protección de zonas de pesca ya existentes; o urbanísticas, ya que la construcción de un parque eólico *offshore* en zonas turísticas o cerca de zonas urbanas puede tener un impacto visual perjudicial. La figura siguiente se trata de un mapa perteneciente al EEAL que muestra los numerosos usos y actividades de aprovechamiento de los recursos pesqueros, así como zonas delimitadas para su protección y recuperación del litoral español.

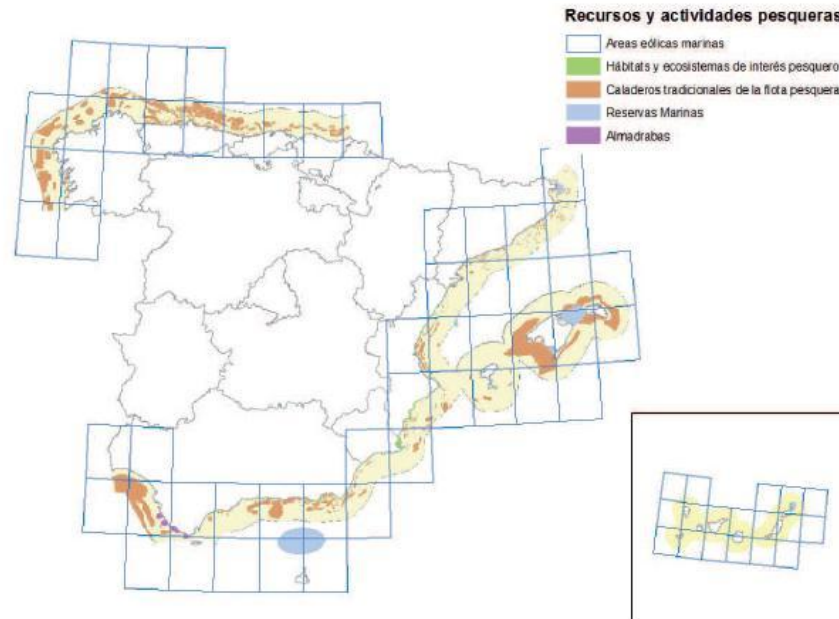


Figura 2.10. Mapa de los recursos y actividades pesqueras en el litoral Español.

Se han detectado las siguientes zonas marinas como las más adecuadas en términos batimétricos y de recurso eólico disponible para la implantación de parques eólicos marinos a gran escala en España:

1. En el litoral Cantábrico: costas de la provincia de La Coruña.
2. En el litoral Atlántico Sur: costas occidentales de la provincia de Cádiz (Bahía de Cádiz, Cabo de Trafalgar y Estrecho de Gibraltar hasta Punta Tarifa).
3. En el litoral Mediterráneo: costas orientales de la provincia de Cádiz, costas de la provincia de Almería (Cabo de Gata y costas de Punta Entinas Y Punta de los Baños); costas septentrionales del Delta del Ebro en la provincia de Tarragona; costas de la provincia de Gerona (Cabo de Creus e Islas Medas); y costas nororientales de la Isla de Menorca.
4. En el litoral del archipiélago Canario: en general, en las costas sudorientales y noroccidentales de las Islas de Fuerteventura, gran Canaria, Tenerife, La Gomera, y zonas puntuales en Lanzarote y la Palma.

La tabla siguiente muestra los datos filtrados para llegar a esta conclusión:

	Zonificación EEAL- parques marinos		filtrado batimetría (cotas por encima de 50 m)		filtrado recurso eólico ($v \geq 7,5$ m/s a 80m de altura)	
	Superficie litoral (km^2)	S (%)	Superficie restante (Km^2)	S (%)	Superficie restante (Km)	S (%)
Zonas aptas	84.666	36,8	512	2,7	31	0,9
Zonas aptas con condicionantes	89.759	39,0	6.110	32,5	1.381	39,1
Zonas de exclusión	55.889	24,2	12.159	64,8	2.116	60
Total litoral español	230.313					
Superficie apta tras filtrados	174.425		6.623		1.412	
% apta resp. Superficie total	75,73		2,88		0,61	

Tabla 2.4. Resumen de la superficie disponible en el litoral español (IDAE 2011-20).

2.3 Factores condicionantes para la instalación

El objetivo de este apartado es exponer aquellos factores que pueden influir en el diseño de la instalación. Para ello se clasifican en función de si se trata de factores intrínsecos, factores extrínsecos o compuestos, cuando tienen componentes de ambos tipos. Los factores que se presentan a continuación se deben tener en cuenta en conjunto, y no de manera aislada, a lo largo del diseño de la instalación. En la tabla siguiente se puede observar de manera esquemática estos factores para obtener una visión general de los mismos. (Esteban Pérez, 2007; Esteban, Díez, López y Negro, 2.009)

Factores Extrínsecos	Factores Intrínsecos	Factores compuestos
<ul style="list-style-type: none"> - Naturales • Territorio • Terreno • Fluidosfera • Máquina Térmica • Geodinámica Externa • Geodinámica Interna • Dinámica Planetaria • Biocenosis - Socioeconómicos 	<ul style="list-style-type: none"> - Aerogeneradores - Torres meteorológicas - Conexión Eléctrica - Cimentaciones 	<ul style="list-style-type: none"> - Logística - Evaluación económica

Tabla 2.5. Esquema de los factores condicionantes para la instalación de un parque eólico marino.

2.3.1 Factores Extrínsecos

Se denomina factores extrínsecos a aquellos que son externos a la instalación. A continuación, se muestran los factores extrínsecos distinguiendo entre los factores naturales y socioeconómicos.

2.3.1.1 Factores Naturales

Dentro de los factores naturales se encuentran el territorio, el terreno, la fluidosfera, la máquina térmica, la geodinámica externa, la geodinámica interna, la dinámica planetaria y la biocenosis.

2.3.1.1.1 Territorio

El factor territorio se refiere al medio físico y socioeconómico en su totalidad, es el entorno donde irá instalado el parque eólico *offshore*. Engloba multitud de aspectos como las características generales de la zona, su localización geográfica, su extensión, la distancia a la costa, batimetría, topografía etc. Así como aspectos medioambientales, prestando especial atención a las zonas consideradas de protección nacional o internacional (Niesel, 2007).

Es evidente que es necesario tener en cuenta aspectos relacionados con el territorio que influyen en el proyecto de la instalación para lograr un diseño óptimo; pero también hay que considerar que el parque eólico modificará aspectos del territorio y, por tanto, evaluar el

grado de adaptación del mismo ante el establecimiento del parque eólico. Por ejemplo, el paisaje se verá afectado por la instalación debido a su impacto visual.

Por tanto, el factor del territorio influye en la viabilidad del proyecto a la hora de seleccionar el emplazamiento, y en el diseño del parque eólico y sus componentes que tendrá que sostener una armonía entre la instalación y el paisaje.

2.3.1.1.2 Terreno

Es el soporte de los componentes de la instalación eólica *offshore* del cual se han de conocer sus características geológicas, sus propiedades geotécnicas y su relieve para determinar si el terreno posee la suficiente capacidad portante y de anclaje para instalar los componentes del parque eólico.

Un estudio de las características del terreno y sus estratos sirven para establecer el tipo de cimentación que se empleará, así como la disposición del tramo sumergido de la línea eléctrica, que puede ir apoyado sobre el fondo del mar, cubierto o sin cubrir, o enterrado.

También se debe considerar el relieve y la profundidad del fondo marino que influyen en los accesos a la zona y la ubicación de las estructuras. Además la implantación de un parque eólico *offshore* puede tener como consecuencia que se produzcan vertidos durante distintas fases del proyecto (construcción, operación y desmantelamiento) que pueden ocasionar la contaminación del medio marino, incluido el terreno y que puede llevar a provocar efectos negativos en la biocenosis o factores socioeconómicos como la pesca o el turismo.

2.3.1.1.3 Fluidosfera

El término fluidosfera se refiere a la atmósfera y a la hidrosfera, dos componentes planetarios que recubren la corteza terrestre y que están compuestas predominantemente de aire y agua, respectivamente. En esta cuestión, es importante la zona baja de la atmósfera y la capa más superficial de los océanos que es donde se desarrolla el proyecto. En esta zona se producen interacciones entre el agua y el aire que activa mecanismos de transferencia de la energía solar radiante. Los efectos termodinámicos, relacionados con la transferencia de la energía radiante procedente del Sol, producen vapor al provocar el cambio de estado del agua pasando a la atmósfera y produciéndose el enfriamiento de la superficie.

El ambiente marino acentúa los procesos de corrosión de materiales, lo cual habrá que tener en cuenta a la hora de seleccionar los materiales y las protecciones pertinentes frente a la corrosión.

2.3.1.1.3.1 Atmósfera

De todas las capas que constituyen la atmósfera, se presta atención a la troposfera, que es la capa más cercana a la superficie de la tierra y por tanto donde se sitúa el parque eólico. En la troposfera se deben considerar las masas de aire (por encima de la troposfera se relajan de manera notable) que se presentan en ella por medio de una gradiente térmico y de presión con la altura como se explica a continuación.

En lo que respecta a las características de la capa límite de la atmósfera, una de las más importantes es la estabilidad. La estabilidad es la tendencia a resistir el movimiento

vertical o a suprimir la turbulencia existente, de modo que la estabilidad atmosférica se clasifica en estable, neutralmente estable o inestable. La estabilidad de la atmósfera terrestre está gobernada por la distribución de temperaturas resultante del calentamiento o enfriamiento radiactivo de la superficie y de la mezcla convectiva posterior del aire adyacente a la superficie, produciéndose una variación de la temperatura atmosférica con la altura.

Para explicar este fenómeno, se considera que la atmósfera es un gas ideal seco (no existe vapor de agua en la mezcla), y la relación entre el cambio en la presión y el cambio en la altura del fluido en un campo gravitacional es dada por:

$$dp = -\rho g dz \quad (2.3.1)$$

Donde P = presión atmosférica, ρ = densidad atmosférica (que se asume constante), z = altura o elevación y g = aceleración de la gravedad.

El signo negativo es el resultado del convenio de medir la altura z positiva hacia arriba, y la presión p disminuye con la dirección positiva de la altura.

El primer principio de la termodinámica para un gas ideal en un sistema cerrado experimenta un cambio cuasi-estático de estado por unidad de masa dado por:

$$dq = du + p dv = dh - v dp = c_p dT - \frac{1}{\rho} dp \quad (2.3.2)$$

Donde T = temperatura, q = calor transferido, u = energía interna, h = entalpía, v = volumen específico y c_p = constante de presión de calor específico.

Si se trata de un proceso adiabático (no existe transferencia de calor) $dq = 0$, la ecuación (2.3.2) queda:

$$c_p dT = \frac{1}{\rho} dp \quad (2.3.3)$$

Y sustituyendo dp de la ecuación (2.3.1) se obtiene:

$$\left(\frac{dT}{dz}\right)_{\text{Adiabático}} = g \frac{1}{c_p} \quad (2.3.4)$$

Si el cambio que sufren g y c_p con la altura se considera despreciable, entonces el cambio de la temperatura bajo condiciones adiabáticas es constante. Si se asume que $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ y $c_p = 1,005 \text{ kJ/kgK}$ queda:

$$\left(\frac{dT}{dz}\right)_{\text{Adiabático}} = -\frac{0.0098 \text{ K}}{\text{m}} \quad (2.3.5)$$

De modo que, la disminución de la temperatura con el aumento de la altura en un sistema adiabático es aproximadamente de 1 K o 1°C por cada 100 m. Esto es conocido como el gradiente vertical, Γ y dado por:

$$\Gamma = -\left(\frac{dT}{dz}\right)_{\text{Adiabático}} \approx \frac{1^\circ}{100 \text{ m}} \quad (2.3.6)$$

El valor del gradiente vertical es muy importante en estudios de meteorología, ya que una comparación de este valor con el gradiente vertical en cada momento en las capas bajas de la atmósfera establece una medida de la estabilidad de la atmósfera. El estándar internacional del gradiente vertical atmosférico ha sido definido mediante las comparaciones llevadas a cabo. En concreto, de media en las latitudes medias, la temperatura decrece linealmente con la altura cada 10.000 m (por definición 10,8 km). La temperatura media a nivel del mar es de 288 K y baja a 216,7 K a los 10,8 km, dando el gradiente de temperatura estándar:

$$\left(\frac{dT}{dz}\right)_{\text{Estandar}} = \frac{(216,7-288)^{\circ}\text{C}}{10800 \text{ m}} = -\frac{0,0066^{\circ}\text{C}}{\text{m}} \quad (2.3.7)$$

Así, el gradiente vertical estándar, basado en el convenio internacional es 0.66 °C/100 m.

El perfil de temperatura cambia del día a la noche debido al calentamiento de la superficie de la tierra. El perfil de temperaturas antes de la salida del sol decrece con la altura cerca de la superficie y al contrario después de la salida del sol. El aire se calienta cerca de la superficie y el gradiente de temperatura cerca de la superficie de la tierra aumenta con la altura, llegando a un valor máximo en z_i , llamada *altura de inversión*. La superficie de aire que se extiende hasta la altura z_i se denomina *capa de mezcla*.

El concepto de estabilidad de la atmósfera también está relacionado con la presión, ya que, la estabilidad se considera en función del ascenso de pequeñas partículas del aire a una altitud con menor presión. Aunque hay una gran variabilidad con el índice de caída de la temperatura del aire con la altitud, se puede asumir el valor estándar. Por un lado, parte del aire se elevará y se enfriará debido al gradiente vertical de temperatura (1 °C por cada 100 m). Si esta cantidad de aire tenía la misma temperatura que la masa de aire que la rodeaba al principio, cuando se eleva 100m está más fría que el aire de alrededor. La muestra de aire será más densa y tendrá que volver a su posición original. Este estado atmosférico se conoce como estable. Para generalizar una atmósfera cuyo (dT/dz) es mayor que $(dT/dz)_{\text{adiabático}}$ es estable. Según esto, se puede considerar que rara vez se tiene el gradiente vertical estándar en la naturaleza.

Como se demostró en apartados anteriores, la potencia obtenida del viento es función de la densidad del aire. A su vez, la densidad depende de la temperatura T y de la presión, p , y ambas varían con la altura. La densidad del aire seco se puede determinar aplicando la ley de gas ideal dada por:

$$\rho = 3,4837 \frac{p}{T} \quad (2.3.8)$$

Donde la densidad se expresa en kg/m³, la presión en kPa y la temperatura en Kelvins. El aire húmedo es ligeramente menos denso que el aire seco, pero rara vez se usan correcciones para la humedad del aire. Se asume que a nivel del mar, la temperatura es de 288,15 K (15 °C) y la presión de 101,325 kPa, resultando el valor conocido y asumido de la densidad de 1,225 kg/ m³.

Por tanto, la atmósfera influye en la viabilidad y rentabilidad del proyecto ya que influye en la producción energética de la instalación al ser directamente proporcional a la densidad del aire.

Al influir en la meteorología, y por tanto, en la presencia de hielo y condensación del vapor de agua (precipitaciones, niebla...), tendrá que considerarse a la hora de seleccionar los materiales, que deben ser aptos para el medio marino.

Por último destacar la importancia de la estabilidad de la atmósfera (junto con la rugosidad de la superficie) en la variación de la velocidad con la altura porque fija importantes parámetros de diseño, ya que determina directamente la productividad de una turbina de viento en una torre a una determinada altura y puede influir considerablemente en el ciclo de vida de los álabes de la turbina (J. F Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers).

2.3.1.1.3.2 Hidrosfera

La hidrosfera es el conjunto de partes líquidas del globo terráqueo. Está por tanto constituida por los océanos, los mares, los lagos, y además la parte transferida por la acción termodinámica de máquina térmica, (concepto que se explicará en el apartado siguiente) en forma de vapor, líquida contenida en los continentes (ríos, acuíferos...) o sólida (nieve, glaciares...).

El agua contenida en los océanos se caracteriza principalmente por su temperatura y salinidad. La salinidad es la cantidad proporcional de sales que contiene el agua del mar, es de carácter permanente en su totalidad pero puede variar de unas zonas a otras.

La temperatura del agua de los océanos sigue una distribución vertical con un gradiente significativo en los 1.000 primeros metros de profundidad. En general, existe una capa de agua templada en la superficie, que es de unos 12 °C cerca de los polos, y unos 30 °C en las zonas templadas, ecuatoriales y tropicales; y que es determinada, en parte, por la temperatura de la atmósfera, más alta en verano que en invierno. Además también se producen variaciones de esta temperatura a lo largo del día. En función de las zonas esta capa tiene una profundidades distintas. Bajo esta capa el agua está fría, aproximadamente entre 5 y -1 °C, aunque en los polos puede darse que el agua de la superficie esté más fría.

La densidad está inversamente relacionada con la temperatura, lo que explicaría que las aguas calientes floten sobre las frías, y directamente relacionada con la salinidad, que explicaría que las aguas más saladas se hundan mientras que las menos saladas flotan.

Esto influye en el proyecto a la hora de seleccionar los materiales empleados y las protecciones frente a la corrosión.

2.3.1.1.4 Máquina Térmica

El concepto de máquina se utiliza porque las capas fluidas de la Tierra se comportan como una máquina térmica cuya principal fuente de energía es el Sol, que como se ha explicado anteriormente origina el viento, así como los procesos dinámicos oceánicos: oleaje, marea meteorológica y corrientes. También influyen en el funcionamiento de las capas fluidas como máquina térmica los cambios de estado del agua y la capacidad de cambiar su

temperatura al contacto con las masas de aire. Por tanto, como ya se ha mencionado, es fundamental conocer el origen del recurso eólico y evaluarlo.

En cuanto al oleaje, partiendo de la descripción estadística del viento, compuesta por componentes medias y por componentes aleatorias de fluctuación en las direcciones horizontales y en la dirección vertical, en la superficie de contacto entre la atmósfera y el mar se produce una interacción, de modo que las fluctuaciones en sentido vertical del viento producen en el mar pequeñas perturbaciones. Cuando la media del viento tiene una intensidad y una duración suficiente se produce el oleaje.

El oleaje puede ser sometido a un tratamiento estadístico para determinar su régimen medio y extremo que se utilizará para cálculos del diseño, en especial de las estructuras, así como para la organización de trabajos durante la construcción o mantenimiento del parque eólico.

También habrá que tener en cuenta la marea meteorológica que se produce debido a la actuación del viento en una masa de agua que genera un empuje de la misma hacia la costa. Al influir en el nivel del mar habrá que considerarla en el diseño de las estructuras.

En resumen, la máquina térmica influye en aspectos de la instalación de un parque eólico marino porque la producción es directamente proporcional a la velocidad media del viento, y por tanto, influye en la rentabilidad de la misma. Además el oleaje, la marea y las corrientes influirán en el diseño de la instalación y a su vez en los costes. También será de importancia a la hora de seleccionar el emplazamiento, pues habrá que evaluar el recurso eólico disponible en el mismo, y los aerogeneradores a emplear.

2.3.1.1.5 Geodinámica externa

La geodinámica externa estudia la acción de los agentes atmosféricos externos: viento, aguas continentales, mares, océanos, hielos, glaciares y gravedad, sobre la capa superficial de la Tierra. Estos fenómenos van originando una lenta destrucción y modelación del paisaje rocoso y del relieve, en cuya actividad se desprenden materiales que una vez depositados forman rocas sedimentarias. Los efectos resultantes sobre las formas del relieve, la evolución y el proceso de modelado son investigados por la geomorfología. Se podría decir que la geodinámica externa es fruto de la interacción de la máquina térmica, ya mencionada, y de la litosfera. Dentro de la litosfera, cabe prestar especial atención a la franja costera y la plataforma continental como lugares donde se ubican los parques eólicos *offshore*. La fluido-dinámica litoral producida por la máquina térmica es muy variable, pero no así los efectos que produce la misma en la costa.

Los procesos que se desarrollan en la costa a causa de la geodinámica externa son la erosión, el transporte de material erosionado y su sedimentación. El modelado de la costa depende de las propiedades de los materiales, y de la constancia e intensidad de los fenómenos descritos.

La implantación de un parque eólico marino afecta en la medida que presenta un obstáculo al paso de las corrientes de rotura del oleaje que varían la forma natural de modelización de la costa, ya que puede afectar a la fluido-dinámica. Por tanto, habrá que

estudiar si las cimentaciones, la subestación eléctrica y la torre de medición colocadas provocan difracción (desviación de las ondas al encontrar un obstáculo) afectando al oleaje, y en cuyo caso, si la interferencia provocada por cada elemento se restablece antes de encontrarse con el siguiente elemento. Aunque, estudios realizados caracterizan como mínimo el efecto que se produce en las corrientes de rotura del oleaje, y por tanto, en los procesos de erosión, transporte, sedimentación... debido a la distancia existente entre cada componente del parque eólico y la forma de los mismos; es recomendable analizar cada caso en particular.

Las corrientes originadas por la rotura del oleaje pueden provocar el transporte y movimiento de arenas que produzcan fenómenos de socavación en las proximidades de las cimentaciones, por lo que es importante evaluar este fenómeno para establecer la medida en la que será necesario proteger las cimentaciones.

Por tanto la geodinámica externa influye en la elección del emplazamiento, ya que puede afectar a la modelización de la costa, y por tanto, al paisaje. También afecta al diseño de aquellos componentes del parque que estén sumergidos para que perturben lo menos posible la fluido-dinámica y se minimicen los efectos de socavación y a la elección de las protecciones que requieran dichos componentes.

2.3.1.1.6 Geodinámica Interna

La geodinámica interna es el conjunto de fuerzas internas que modifican estructuralmente la corteza terrestre a través de dos grandes procesos: diastrofismo o tectonismo (que causa la dislocación y deformación de la corteza terrestre) y magmatismo (proceso a través del cual el magma se introduce en la corteza terrestre o sale a su superficie).

La geodinámica interna es un factor a tener en cuenta porque su estudio determina el riesgo de que se produzcan terremotos y maremotos. Es necesario considerar estos efectos en el proyecto de un parque eólico marino a la hora de seleccionar un emplazamiento pues puede ser un factor que elimine un emplazamiento como candidato. También se debe considerar en el diseño de las estructuras, para minimizar y evaluar los daños que pudiesen causar estos fenómenos en las mimas para tener en cuenta las reparaciones que se deberían llevar a cabo.

2.3.1.1.7 Dinámica Planetaria

La marea es la variación del nivel de la superficie libre del mar, debido a la atracción gravitatoria de cuerpos celestes distintos de la Tierra, aunque en la práctica son únicamente el Sol y la Luna los que pueden ejercer una fuerza apreciable.

Es importante documentarse acerca de los valores máximos y medios de la altura de la marea que se dan en el emplazamiento elegido debido a que al aumentar la marea, la profundidad también lo hará y, como se ha comentado anteriormente, existe una limitación tecnológica para la construcción de las cimentaciones de los parques eólicos marinos de unos 40-50 m. También tendrán que considerarse para el diseño de las estructuras sumergidas ya que las variaciones de los niveles del mar pueden ocasionar corrientes que las afecten.

Estos datos se pueden encontrar en los Anuarios de la Marea desarrollados por el *Instituto Geográfico de la Marina*, los cuales incluyen predicciones de alturas y horas de las pleamares y bajamares para los puertos nacionales.

2.3.1.1.8 Biocenosis

El concepto de biocenosis (también llamada comunidad biótica, ecológica o simplemente comunidad) hace referencia al conjunto de organismos de todas las especies que coexisten en un espacio definido llamado biotopo, que ofrece las condiciones ambientales necesarias para su supervivencia. Puede dividirse en fitocenosis, que es el conjunto de especies vegetales, zoocenosis (conjunto de animales) y microbiocenosis (conjunto de microorganismos). Un ecosistema, según la definición original *Tansley (1935)*, está formado por la biocenosis junto con su ambiente físico o biotopo. Por tanto, se trata de una comunidad o conjunto de poblaciones de diferentes especies que habitan en una determinada zona geográfica y a la que le afectan una serie de factores físicos como la luz, la temperatura, la humedad...

La biocenosis es, por tanto, parte del entorno donde se ubican las instalaciones del parque eólico *offshore*. Es por ello que habrá que considerar las zonas de colonización, reproducción, cría y rutas de migración de las especies que habiten en la zona elegida para instalar el parque eólico, especialmente, de aquellas que se encuentren protegidas.

La instalación de los aerogeneradores, la subestación, la línea eléctrica... puede afectar a procesos físicos, ya aludidos, como el oleaje, las corrientes y el transporte de sedimentos durante la fase de construcción, y por tanto afectar al biotopo.

Otra consecuencia de la instalación del parque eólico marino es la emisión de ruido. Se puede producir ruido y vibraciones durante la construcción del mismo que pueden afectar a los animales produciéndoles trastornos físicos, desorientación, junto con otros problemas. En el caso de las aves, habrá que procurar que los aerogeneradores no sean una barrera en sus rutas de migración y evitar que colisionen con ellos con protecciones como salvapájaros. Otro factor a tener en cuenta, es el posible vertido accidental de contaminantes que se puede producir durante la fase de construcción o durante la operación o mantenimiento del parque. Los cimientos afectarán a la comunidad bentónica, también influirán en la hidrológica y la sedimentación, con la consecuencia de que se cambiará la composición de las comunidades bentónicas. Los campos magnéticos y eléctricos artificiales generados por las conexiones de los cables afectarán a la orientación de las especies de peces y mamíferos marinos.

De modo que la biocenosis es un factor a tener en cuenta en la mayor parte de las fases del proyecto. Será determinante a la hora de seleccionar el emplazamiento y el trazado de la línea eléctrica, en el diseño del parque que deberá incluir las protecciones oportunas para evitar la colisión de las aves con los aerogeneradores, durante la construcción que deberá respetar los periodos de reproducción de especies protegidas y durante su mantenimiento.

A continuación se presenta una tabla que sintetiza los principales impactos ambientales tratados hasta el momento.

Medio Biótico	Impactos en aves Impactos en bentos Impactos en los peces	Impactos en los mamíferos marinos Impactos en la flora
Medio Abiótico (componente inerte)	AGUA	Ruido y vibraciones submarinas Impacto generado por el campo eléctrico producido alrededor de la línea eléctrica submarina Hidrografía. Alteración de las corrientes marinas Calidad del agua Alteración debido a la excavación para cimentaciones y líneas eléctricas Alteración debido a vertidos procedentes de embarcaciones, turbinas, subestación transformadora, etc. Alteración debido al desprendimiento de cobre de los aerogeneradores durante su funcionamiento
	TIERRA	Geología/ Geomorfología Alteración del fondo marino Contaminación del fondo marino
	AIRE	Ruido aéreo Contaminación lumínica

Tabla 2.6. Resumen de los impactos generados por factores naturales.

2.3.1.2 Factores Socioeconómicos

Un punto clave en el desarrollo de un parque eólico *offshore* es determinar los efectos que tendrá su instalación en la población y sus actividades, así como los posibles impactos que pueda generar en la economía pues de ello dependerá si conviene o no realizar la inversión necesaria en el mismo.

En el ámbito legislativo y financiero, se tienen que incluir incentivos para que las empresas inviertan en este tipo de instalaciones y así conseguir los objetivos de instalación de potencia marcados en cada país. Habrá que tener en cuenta si existen incentivos de tipo económico u otros, como de investigación, ya que puede darse el caso de que la instalación no sea rentable por sí misma en el mercado libre sino que necesita de un mercado intervenido. También habrá que analizar que exista una legislación y un proceso administrativo claro en el lugar donde se quiera instalar. El Anexo I del presente proyecto se ha dedicado para exponer las normas que son de aplicación en este tipo de proyectos en España.

En lo que respecta a las actividades humanas, son numerosas las actividades que pueden influir en el diseño de un parque eólico *offshore*. Entre ellas podemos destacar las relacionadas con la navegación marítima, las actividades pesqueras, náuticas o de recreo, las explotaciones de petróleo y gas, las actividades energéticas y de telecomunicaciones, la navegación aérea, la existencia de poblaciones cercanas y los pecios que formen parte del patrimonio cultural de la zona. A continuación se resumen algunas de las complicaciones que pueden tener la presencia de estas actividades.

Puede que determinadas superficies del mar estén reservadas a rutas de navegación o rutas de navegación planificadas para el futuro. La existencia de un puerto cercano puede conllevar la existencia de numerosas de estas rutas donde se realizan las maniobras de entrada o salida del puerto. Esto puede afectar a la implantación del parque eólico en la elección de la localización de cada uno de sus componentes que deberán ser instalados de manera que no corten el trazado de dichas rutas de navegación y guardando distancias de seguridad para que no se produzcan colisiones. Esto puede ocasionar que el espacio en el que se puede instalar el parque para utilizar el recurso disponible no sea suficiente para que la instalación sea rentable. En relación a los posibles accidentes por colisiones habrá que incorporar sistemas de seguridad como pinturas llamativas, balizas... para evitarlas. También será necesario, proteger la línea eléctrica, por ejemplo enterrando los cables, para que no sean dañados por anclas, o distintos tipos de métodos de pesca.

Pero la presencia de un puerto cercano no solo representa aspectos negativos para la instalación, ya que puede ser favorable en las fases de construcción, operación y mantenimiento, en incluso desmantelamiento, en las que se necesitan embarcaciones y éstas un puerto donde maniobrar.

Los espacios marítimos también pueden ser ocupados por actividades militares, de pesca o turismo. Los militares pueden tener zonas reservadas para operaciones y ejercicios además de radares y antenas de comunicaciones instaladas, cuya señal podría ser distorsionada por los aerogeneradores por lo que tendrán que guardar cierta distancia para que no influyan en su funcionamiento. En cuanto a la actividad pesquera, ésta puede ser desarrollada por la presencia natural de peces, crustáceos, moluscos... en criaderos o caladeros que favorecen su presencia y que habrá que respetar, o por la instalación de granjas marinas. La existencia de este tipo de actividades, al igual que ocurría con las rutas de navegación, puede tener como consecuencia la reducción del espacio disponible para la instalación y que éste no sea suficiente para que el proyecto sea rentable.

También habrá que respetar aquellas zonas en las que se desarrollen actividades relacionadas con la extracción petróleo y gas, junto con su área de servidumbre. Además en el caso de que hubiese instalaciones de este tipo cercanas habrá que estudiar sus conducciones para evitar, en la medida de lo posible, que se crucen con la línea eléctrica del parque eólico.

Puede darse el caso de que el espacio en que se pretende instalar el parque eólico marino este ocupado por otras instalaciones de generación de energía como otros parques eólico *offshore*, instalaciones para aprovechar la energía mareomotriz, de las corrientes o de las olas etc. que pueden reducir también el espacio disponible y cuyas líneas eléctricas también habrá que considerar.

Será conveniente además conocer las rutas de navegación aéreas, ya que las torres de medición y los aerogeneradores pueden suponer un obstáculo en sus actividades. Además se puede afectar a sus antenas de comunicación. Habrá que tomar medidas para evitar que se produzcan impactos durante el despegue y aterrizaje de aviones, por ejemplo, instalando balizas en los aerogeneradores.

Por último, habrá que considerar si se trata de una zona turística. Las poblaciones de costa suelen tener mucha afluencia de visitantes atraídos por sus playas y patrimonio turístico. La presencia de un parque eólico marino puede influir en este respecto en la medida que los aerogeneradores actúan como obstáculos modificando el comportamiento del oleaje y de las corrientes. Como ya se ha tratado en el apartado de geodinámica externa, una modificación de la dinámica litoral podría provocar una reducción del ancho de la playa, pero el impacto suele ser muy reducido. La mayor influencia es debida al impacto visual que provoca la instalación del parque en función de su distancia a la costa y el tamaño de los aerogeneradores. Si bien, existen restricciones que establecen la distancia mínima a la costa para llevar a cabo este tipo de instalaciones.

Como argumento a favor de la instalación de un parque eólico marino cerca de las poblaciones está la creación de empleo que puede generar en ellas.

2.3.2 Factores Intrínsecos

Se consideran factores intrínsecos todos aquellos que son inherentes a la propia instalación y que por tanto van a estar presentes siempre formando parte de ella. Se trata de los aerogeneradores, las torres meteorológicas, las cimentaciones y la línea eléctrica.

Los aerogeneradores son componentes esenciales de un parque eólico pues su función es la de transformar la energía del viento en energía eólica que es el objetivo final. Su elección influirá en gran medida en la rentabilidad del proyecto, ya que como ya se ha mencionado en el primer capítulo constituyen aproximadamente el 30 % de la inversión, y en la potencia obtenida en función de sus características como curva de potencia, rendimiento... Además a la hora de elegir la cimentación, habrá que tener en cuenta las cargas que transmiten los aerogeneradores a la misma. Este también es un punto crítico del proyecto, pues, como también se indicó anteriormente, las cimentaciones representan aproximadamente otro 30% de la inversión. También habrá que tener en cuenta las características de los aerogeneradores en asuntos relacionados con la logística, por ejemplo en el momento de transportarlos o de su montaje.

En cuanto a las torres meteorológicas, como se verá cuando se estudie la instrumentación para la medida del viento (Anexo II), su función es caracterizar el recurso eólico disponible en el lugar en el que están situadas a distintas alturas. Es por ello que las torres meteorológicas influirán en la ubicación del resto de los componentes del parque en función de los datos sobre el recurso eólico que recoja. También tendrá enorme influencia durante las fases de operación, ya que predice el viento y por tanto la energía que se generará y se podrá vender; y de mantenimiento, porque al pronosticar las condiciones de viento y oleaje determinará el momento más adecuado para acercarse a la instalación para ciertas tareas de mantenimiento o reparación.

La conexión eléctrica es también un factor a tener en cuenta en el desarrollo de un parque eólico porque constituye su enlace con la red general de transporte de energía eléctrica. Para que tenga sentido la construcción del parque es fundamental que la capacidad de evacuación de la que dispone la infraestructura eléctrica existente sea suficiente. Habrá que elegir el modo de conexión a la red que puede ser por medio de una subestación

transformadora ubicada en el mar conectada por medio de otra línea eléctrica a la una subestación situada en tierra, o directamente una línea eléctrica que una los aerogeneradores que con la subestación en tierra. La elección de una forma de conexión u otra dependerá de la distancia al punto de evacuación y de la potencia generada por la instalación.

La transmisión de potencia en largas distancias puede incurrir en costes tan significativos que provoquen que la construcción del parque eólico no sea rentable. Para cortas o medias distancias las conexiones de AC de voltaje medio son adecuadas. Pero para largas distancias se necesitan cables voluminosos y caros, y elevados voltajes, por lo que se propone la transmisión mediante CC de alto voltaje (*HVDC, High-Voltage Direct-Current*). Existen estudios que demuestran un sistema de transmisión por AC puede tener pérdidas del 30% sobre el total de la potencia transmitida en distancias de 50 km, mientras que a una distancia equiparable, las pérdidas en la transmisión mediante *HVDC* son del 13% (*Westinghouse Electric Corp.*, 1979)

La conexión a la red, al igual que ocurre con los aerogeneradores, tiene un peso importante en la inversión que ronda el 25% de la misma, por lo que habrá que llevar una cuidadosa planificación en el diseño de la conexión eléctrica, y en especial en la potencia que soportan los cables para aumentar su vida útil y minimizar los costes en mantenimiento en la medida de lo posible. Esto unido a las pérdidas que se producen durante el transporte de la energía y que influyen en la producción total y, por tanto, en los beneficios, hace que la conexión a la red sea un factor que afecta en gran medida a la rentabilidad del proyecto. También tiene gran influencia en el diseño de la subestación *offshore*, en el caso de que la hubiera, y en la línea de evacuación la idea de una futura ampliación de la instalación que conllevaría una reducción de costes a largo plazo.

Por todo lo expuesto, se puede concluir que todo lo relacionado con la conexión eléctrica intercede notablemente en la elección de la ubicación de la instalación.

Finalmente, en lo que respecta a las cimentaciones, como ya se ha mencionado varias veces, la limitación que provoca que la construcción de parques eólicos marinos tenga una restricción en torno a 40-50 m de profundidad afecta a la viabilidad del proyecto y a la elección del emplazamiento. Por otro lado, habrá que tener presentes las cimentaciones en las fases de operación y mantenimiento, en las que se debe vigilar la corrosión que sufren estas estructuras, y especialmente en la fase de desmantelamiento debido a la complejidad de desmontar las cimentaciones, aunque varía en función del tipo de cimentación.

2.3.3 Factores Compuestos

Los factores compuestos son aquellos que combinan ciertas características de los factores intrínsecos con otras de los factores extrínsecos. Entre ellos están la logística y la evaluación económica de la inversión, en las que ya se ha entrado en cierta medida a la hora de analizar el resto de factores condicionantes para la instalación.

El término logística engloba todo lo que se refiere a los medios y métodos necesarios para las fases de construcción, operación y desmantelamiento del parque eólico. Como la instalación de un parque eólico *offshore* resulta más compleja que la de un parque eólico

terrestre por las condiciones del medio marino, es necesario establecer una adecuada planificación para cada una de las fases nombradas.

En primer lugar para llevar a cabo la fase de construcción se debe haber obtenido todos los permisos, encontrar inversores y realizar los contratos oportunos para la obtención de los materiales, los medios de transporte que se vayan a utilizar, los componentes de la instalación eólica etc. Para que cada una de las fases concluya satisfactoriamente, las responsabilidades de cada equipo de trabajo deben ser definidas de forma clara y la coordinación entre los mismos debe ser perfecta.

El modo en el que se realizará la instalación, esto es, los métodos de montaje, depende del tipo de cimentación seleccionada, el clima de la zona que influirá en la planificación del proyecto, el coste que suponga cada método, el tamaño de los componentes a instalar etc.

También es fundamental determinar un plan de mantenimiento que se llevará a cabo de manera rutinaria durante la fase de operación del proyecto. Para ello habrá que considerar los materiales y medios necesarios como pueden ser las piezas de recambio, las embarcaciones, el personal técnico, etc. También habrá que establecer una serie de pautas a llevar a cabo cuando se produzcan averías o reparaciones que no estén programadas. Para que el control y mantenimiento de la instalación sea el adecuado es necesario que exista un centro de control y gestión en tierra a dónde lleguen las señales y estado de los componentes del parque (aerogeneradores, subestación...) a través de una red de fibra óptica.

Lo expuesto hasta ahora con respecto a la logística influye en la rentabilidad del proyecto, ya que una buena planificación del proyecto puede concluir en una reducción de la inversión y en una mejor operación que aporte mayores beneficios.

En lo que respecta a la evaluación económica, se puede decir que se trata de un punto fundamental a tener en cuenta ya que será lo que determine si conviene o no realizar la inversión que requiere el proyecto. Para ello tendrá que considerar factores como la viabilidad técnica, medioambiental y, por supuesto, económica. Los métodos e indicadores que permiten realizar la evaluación económica del proyecto serán tratados en capítulos posteriores (EEAL, Estudio Estratégico del Litoral Español para la instalación de parques eólicos marinos).

2.4 Descripción de los aerogeneradores comerciales

Para seleccionar el aerogenerador se tiene que considerar cuál de los disponibles en el mercado es el que va a dar mayor fiabilidad. Para asegurarse de que esto ocurra, se puede seleccionar algún modelo de los que dispongan los suministradores con mayor experiencia o que haya sido utilizado en otras instalaciones similares y que su funcionamiento haya sido correcto. También hay que asegurarse de que cuenten con un certificado de garantía de calidad. Los aerogeneradores deben ser “puestos en marcha” y comprobados antes de llegar al propietario mediante la realización de diferentes tipos de test para comprobar que su funcionamiento y su mantenimiento son correctos. La extensión de estas pruebas depende del grado de complejidad del aerogenerador y de la medida en que el diseño del mismo ha sido probado en otras en otras instalaciones. Para una turbina de tecnología madura, se llevan a cabo test de lubricación, eléctricos y de los sistemas de frenado, una confirmación de la curva

de potencia y test de operación y control a distintas velocidades; cuando se trata de un prototipo se realizan pruebas de varios subsistemas además de las expuestas.

Como ya se ha mencionado en el apartado de tecnología de energía eólica *offshore*, para los parques eólicos marinos se suelen escoger aerogeneradores de mayor potencia que en los parques eólicos terrestres debido a que el coste de un parque eólico *offshore* es más elevado y a que la rentabilidad del proyecto va ligada a la potencia que se genere. Los parques eólicos marinos más actuales cuentan con aerogeneradores que superan los 5 MW de potencia, e incluso se están desarrollando aerogeneradores que alcanzan los 10 MW.

Los aerogeneradores marinos tienen un rango de velocidades de funcionamiento distinto a los terrestres. Mientras que los aerogeneradores terrestres están pensados para vientos entre unos 3 a 25 m/s, los marinos cubren un rango de hasta 30 m/s.

La altura de la torre tendrá que ser la suficiente para que las olas no choquen con las palas, y así evitar daños debidos a la corrosión o a esfuerzos mecánicos. Esto se traduce, normalmente, en una altura equivalente al semidiámetro del rotor más la altura máxima de la ola prevista.

A continuación se proporciona un listado que muestra algunos de los aerogeneradores más apropiados para el medio marino.

- **SIEMENS:**
 - La plataforma G4 SIEMENS.
 - SWT-3.6-120 (Ø 120 m, 3.600 kW)
 - SWT-4.0-120 (Ø 120 m, 4.000 kW)
 - SWT-4.0-130 (Ø 130 m, 4.000 kW)
 - La plataforma D6 Siemens.
 - SWT-6.0-154 (Ø 154 m, 6.000 kW)
- **Vestas:**
 - Plataforma de 3 MW.
 - V112-3.3 MW (máx. 3.3 MW, Ø 112 m)
 - V105-3.3 MW (3.3 MW, Ø 105 m)
 - Plataforma de 8 MW.
 - V164-8.0 MW (máx. 8 MW, Ø 164 m)
- **Servión:**
 - Serie 6. XM.
 - 6.2M126 (6.15 MW, Ø 126 m)
 - 6.2M152 (6.15 MW, Ø152 m)
- **GE Wind Turbines:**
 - 4.1-113 Offshore Wind Turbine (4.1 MW, Ø 113 m)
- **ALSTOM:**
 - Haliade 150-6 MW (6 MW, Ø150 m)

- **Gamesa:**
 - Gamesa offshore.
 - G128-5.0 MW (5 MW, Ø 128 m)
 - G132-5.0 MW (5 MW, Ø 132 m)
- **Enercon:**
 - E-126 / 7.580 kW (7,58 MW, Ø 127 m)

2.5 Principios para el diseño del parque

Para el emplazamiento seleccionado habrá que llevar a cabo un análisis de viabilidad y así determinar si conviene realizar la inversión económica que supone la construcción del parque. En este análisis de viabilidad deben considerarse aspectos técnicos, económicos y ambientales.

En primer lugar habrá que determinar el polígono de la instalación y del corredor de evacuación para analizar las posibles incompatibilidades entre el entorno y el parque eólico *offshore*. Una vez comprobado esto, se determinará la configuración en planta o *lay out* para calcular la producción del parque y a partir de la misma, su rentabilidad.

El polígono de la instalación delimita el área en cuyo interior se ubicarán los componentes del parque eólico; aerogeneradores, torre de medición, subestación del parque y cableado. Lo que se ha denominado corredor de evacuación define el pasillo de cierta anchura donde se prevé que vaya instalada la línea eléctrica de evacuación del parque eólico.

Para conocer la superficie aproximada que ocupará la instalación en relación con los límites de potencia, es necesario, tal como se ha realizado en el apartado de descripción de los aerogeneradores, conocer el rango de potencia de los aerogeneradores marinos disponibles en el mercado porque el aprovechamiento de la superficie es mayor a mayor potencia unitaria de cada aerogenerador (Torres, 2008).

La distribución en planta de los aerogeneradores ha de ser la adecuada para que se logre aprovechar el máximo recurso existente en la zona. Los principales criterios de colocación de los aerogeneradores están relacionados con la orientación de filas y columnas de los mismos en función de las direcciones del viento predominantes y con las distancias mínimas a guardar entre aerogeneradores contiguos.

La distancia mínima a respetar entre aerogeneradores contiguos de una misma fila es menor que la que hay que guardar entre aerogeneradores contiguos que no pertenecen a la misma fila; entendiendo por fila, una alineación de aerogeneradores orientados lo más perpendicular posible a la dirección predominante del viento. Esto es debido a la estela generada a sotavento de un aerogenerador implica pérdidas en la producción e influencia en el comportamiento a fatiga en el aerogenerador ubicado a sotavento, efecto que se reduce al aumentar la distancia entre generadores (Este fenómeno se explica en apartado adjunto al final). Como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes. Este criterio es bastante conservador,

lo cual garantizará la disposición de un área superior a la realmente necesaria para una determinada potencia. En este dibujo se han situado 3 filas de cinco turbinas cada una siguiendo un modelo típico. Las turbinas (los puntos blancos) están separadas 7 diámetros en la dirección de viento dominante y 4 diámetros en la dirección perpendicular a la de los vientos dominantes (WINDPOWER).

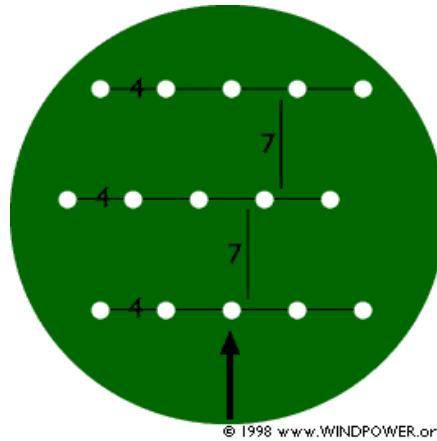


Figura 2.11. Distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento.

En general, los fabricantes de aerogeneradores suelen dar un valor orientativo de la distancia mínima que hay que respetar entre cada máquina para cada uno de sus modelos.

Existe un conflicto a la hora de aumentar la distancia entre aerogeneradores debido a que este aumento de distancia tiene como consecuencia menores pérdidas de producción y menores esfuerzos de fatiga, pero también el aprovechamiento del espacio es menor y por lo tanto aumenta el coste por MW instalado. Es por ello que hay que lograr el equilibrio entre los factores anteriores para establecer la distancia entre aerogeneradores que más conviene.

El número de generadores a colocar dependerá de lo expuesto anteriormente y del espacio disponible para la instalación en función de las restricciones que existan. A mayor número de aerogeneradores, mayor será la potencia total de la instalación de lo que dependerá su rentabilidad.

Micrositing es el uso de herramientas de evaluación de los recursos que se utilizan para determinar la posición de una o más turbinas en una parcela de terreno (en este caso del mar) para maximizar la producción de potencia. Existen gran número de códigos informáticos disponibles para determinar la ubicación de las turbinas de viento. En el diseño de un parque eólico y en el análisis de los códigos que utiliza *Micrositing* se emplean datos del potencial eólico del emplazamiento, datos del aerogenerador e información de las limitaciones del emplazamiento para determinar el *lay out* óptimo para las turbinas de viento en el lugar seleccionado. Como ya se ha explicado, las limitaciones del emplazamiento pueden ser la existencia de zonas con gran valor medioambiental o ecológico, limitaciones de ruido, etc. De estos programas se obtiene tanto la ubicación de las turbinas como, curvas de ruido, curvas de predicción de la captura de energía, estimación del rendimiento energético de una turbina en concreto o del conjunto, y cálculos económicos (J. F Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers).

2.5.1 Aspectos técnicos de los parques eólicos, efectos de las estelas.

Son muchos los problemas técnicos que surgen a la hora de ubicar un gran número de aerogeneradores. Los más importantes están relacionados con la cuestión de dónde colocar y cómo espaciar las turbinas de viento (en términos comunes para referirse a la matriz de espaciamiento de las turbinas de viento). Como ya se ha mencionado, la extracción de energía por parte de las turbinas que están situadas a barlovento del resto de turbinas da como resultado una disminución de la velocidad del viento en las proximidades de las turbinas siguientes en la dirección del viento y un aumento de la turbulencia. Como se describe en este apartado, el efecto de estas estelas puede disminuir la energía producida e incrementar la fatiga en las turbinas que se ubican a continuación. Otro problema añadido es que la fluctuación de la producción de energía puede afectar a la red eléctrica a la que está conectado el parque. A continuación se describe la relación que existe entre las fluctuaciones de potencia producida por el parque eólico y el espaciamiento de las turbinas en el mismo.

2.5.1.1 Matriz de pérdidas

Como ya se sabe, la energía que se extrae del viento procede de la energía cinética de éste. Como consecuencia, al disminuir la velocidad del viento al pasar por una turbina, la energía capturada por los aerogeneradores situados aguas abajo de la matriz será menor. De manera que un parque eólico no produce el 100% de la energía que producirían el mismo número de aerogeneradores de manera aislada bajo las mismas condiciones de viento imperante. La pérdida de energía es denominada “Matriz de pérdidas”. La matriz de pérdidas es principalmente función de:

- El espacio entre aerogeneradores (tanto en la dirección predominante del viento como en la dirección perpendicular).
- Características operativas del aerogenerador.
- El número de aerogeneradores y el tamaño del parque eólico.
- Intensidad de la turbulencia.
- Distribución de la frecuencia de la dirección del viento (Rosa de los vientos).

La extracción de energía del viento resulta de un déficit de energía y velocidad, en comparación con el viento dominante, a raíz de una turbina eólica. La pérdida de energía en la estela de la turbina se repondrá a una cierta distancia por el intercambio de energía cinética con el campo de viento de alrededor. La extensión de la estela en términos de longitud, así como el ancho depende principalmente del tamaño del rotor y de la producción de potencia.

La matriz de pérdidas generalmente se puede reducir optimizando la geometría del parque eólico. Diferentes distribuciones de tamaños de turbinas, la forma y el tamaño del espacio en el que se distribuyen las mismas, así como el espacio existente entre una y otra afecta al grado con el que la estela reduce la energía capturada.

El intercambio de momento y de energía entre la estela de la turbina y el viento dominante se acelera cuando es mayor la turbulencia en el campo de viento. Así se reduce el déficit de velocidad aguas abajo, reduciéndose a su vez la matriz de pérdidas. La intensidad de la turbulencia, típicamente está entre un 10% y un 15%, pero puede bajar hasta un 5% sobre la

superficie del mar. La intensidad de la turbulencia aumenta a lo largo del parque eólico debido a la interacción del viento con los rotores girando.

Para finalizar, cabe añadir que la matriz de pérdidas es también función de la distribución anual de la frecuencia de la dirección del viento. Como ya se ha comentado, la distancia entre turbinas en la dirección dominante del viento y en la perpendicular variará dependiendo de la ubicación de los aerogeneradores y de la dirección del viento. Así la matriz de pérdidas se debe calcular teniendo en cuenta los datos representativos de la dirección del viento anual, además de los datos de velocidad del viento y de turbulencia.

Existen estudios que demuestran que respetando las distancias expuestas entre aerogeneradores tanto en la dirección de las filas como de las columnas, la matriz de pérdidas supone menos de un 10%, normalmente.

La matriz de pérdidas también puede expresarse como la matriz de eficiencia:

$$\text{Matriz de eficiencia} = \frac{\text{Energía anual del total de la matriz}}{(\text{Energía anual de una turbina aislada})(n^{\circ} \text{ total de turbinas})} \quad (2.5.1)$$

Hay que darse cuenta que la Matriz de eficiencia es simplemente el 100% de la potencia menos la matriz de pérdidas expresado en porcentaje.

2.5.1.2 Cálculo de los modelos de pérdidas y estelas

El cálculo de la matriz de pérdidas requiere el conocimiento de la localización y las características de las turbinas en el parque eólico, el conocimiento del régimen de viento, y de los modelos apropiados de estelas de turbinas para determinar los efectos de las turbinas que se encuentran aguas arriba sobre las que están aguas abajo. A continuación se proponen una serie de modelos de estelas que se dividen en las categorías siguientes:

- Modelo de rugosidad en la superficie.
- Modelos semi-empíricos.
- Modelos de viscosidad de la corriente.
- Soluciones completas de *Navier-Stokes*.

Los modelos de rugosidad de la superficie están basados en datos procedentes de estudios en túneles de viento. Los primeros modelos para intentar caracterizar la matriz de pérdidas fueron de este tipo. Estos modelos asumen un perfil de velocidad del viento logarítmico aguas arriba del parque eólico y caracterizan el efecto producido por el parque eólico como un cambio en la rugosidad de la superficie que resulta de una modificación del perfil de velocidades dentro del parque eólico. Esta modificación del perfil de velocidad, cuando se utiliza para calcular la producción de una turbina, da como resultado una menor producción de potencia para el total del parque eólico. Estos modelos suelen estar basados en matrices regulares de turbinas en terrenos planos.

Los modelos semi-empíricos proporcionan una descripción de la pérdida de energía en la estela de turbinas individuales. Estos modelos están basados en suposiciones a cerca de las estelas de las turbinas (basadas en observaciones) y en la conservación de momento. Pueden

incluir constantes empíricas procedentes de los modelos de datos del túnel de viento o de las pruebas de campo de aerogeneradores, y así, modelar la matriz de pérdidas del parque eólico.

Los modelos de viscosidad de la corriente están basados en las soluciones de las ecuaciones de *Navier-Stokes* simplificadas.

Las ecuaciones de *Navier-Stokes* son las ecuaciones que definen la conservación de momento de un fluido con viscosidad y densidad constante. Son un conjunto de diferentes ecuaciones en tres dimensiones. El uso de las ecuaciones de *Navier-Stokes* describe los resultados de flujo promediados en el tiempo que caracterizan el esfuerzo cortante turbulento. Estos esfuerzos se pueden relacionar con las condiciones de flujo usando el concepto de viscosidad del remolino. Los modelos de viscosidad del remolino utilizan hipótesis para simplificar como simetría axial y modelos analíticos para determinar la viscosidad del remolino apropiada. Estos modelos proporcionan una descripción bastante exacta del perfil de velocidades en las estelas de las turbinas sin un significativo esfuerzo computacional y son también utilizados para los cálculos de la matriz de pérdidas.

Son numerosos los factores que afectan a la exactitud de los resultados de estos modelos. Para calcular la producción de potencia de un parque eólico se deben tomar decisiones acerca de la gestión de la superposición de las estelas y los efectos de las características del terreno. Los modelos mencionados deben abordar estas cuestiones. Típicamente, el conjunto de estelas se combinan basándose en la combinación de la energía de las mismas, aunque también hay modelos que asumen una superposición lineal de velocidades.

Los modelos utilizados para caracterizar la energía contenida en el campo del flujo no toman en cuenta los detalles exactos a cerca de la naturaleza del campo del flujo, se asume que consiste en una estela que se expande con un déficit de velocidad uniforme que decrece con la distancia. Tal como se puede observar en la figura (2.12), la velocidad inicial del flujo es U_0 y D es el diámetro del rotor. La velocidad aguas abajo de la estela a una distancia X es U_x . La constante de desintegración de la estela, k , determina la velocidad a la que el diámetro de la estela aumenta en la dirección aguas abajo.

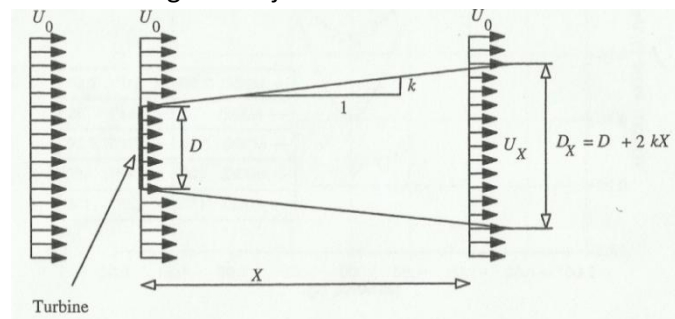


Figura 2.12. Esquema descriptivo del efecto de una estela (J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers).

En estos y otros modelos semi-empíricos, el déficit de velocidad adimensional inicial (el factor de inducción axial), a , se asume como una función del coeficiente de empuje de la turbina:

$$a = \frac{1}{2} (1 - \sqrt{1 - C_T}) \quad (2.5.2)$$

Donde C_T es el coeficiente de empuje de la turbina. El coeficiente de empuje considera el hecho de que las hélices están girando, por lo tanto, es una función de la razón de velocidades en la punta de las hélices $\lambda = \Omega R / v_1$ donde Ω es la velocidad del rotor, v_1 es la velocidad lejana del viento aguas arriba y R es el radio del rotor. En la figura 2.13 se muestra los valores del coeficiente de empuje en función de la razón de velocidades en la hélice.

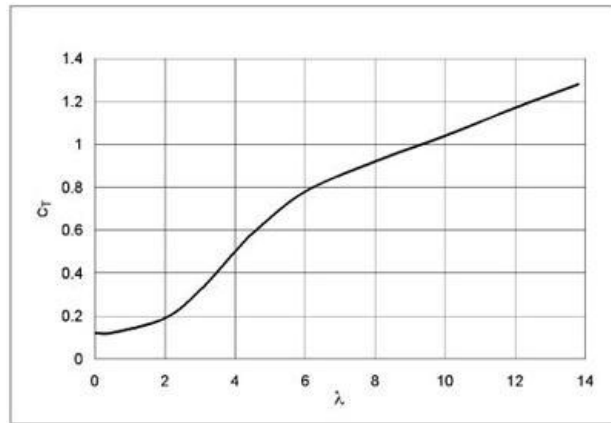


Figura 2.13. Coeficiente de empuje como función de la razón de velocidades en la hélice (Kühn, 2002).

Asumiendo la conservación de momento, se puede derivar la expresión siguiente del déficit de velocidad a una distancia X aguas abajo:

$$1 - \frac{U_x}{U_0} = \frac{(1 - \sqrt{1 - C_T})}{(1 + 2k \frac{X}{D})^2} \quad (2.5.3)$$

El modelo asume que el déficit de la energía cinética cuando interactúan estelas es igual a la suma del déficit de energía de las estelas individuales, de manera que si se considera el déficit de velocidad por la intersección de dos estelas queda:

$$\left(1 - \frac{U_x}{U_0}\right)^2 = \left(1 - \frac{U_{x,1}}{U_0}\right)^2 + \left(1 - \frac{U_{x,2}}{U_0}\right)^2 \quad (2.5.4)$$

La única constante empírica que contiene el modelo es la constante de la desintegración de la estela, k , la cual es función de múltiples factores como la intensidad de la turbulencia, la estabilidad atmosférica, etc. Esta constante tiene un valor entre 0,075 y 0,11. Un valor pequeño de k , hace que la reducción de potencia en un área estrecha sea grande, mientras que con valores más grandes la reducción de potencia es pequeña. Cuando se analiza el efecto de este parámetro con múltiples velocidades que provienen de diversas direcciones, se comprueba que su efecto neto es pequeño.

Para determinar la potencia obtenida de un parque eólico mediante lo expuesto hasta el momento se deben seguir los siguientes pasos:

1. Determinar el radio, la altura del buje, y las características de potencia y empuje de la turbina.
2. Determinar la localización de los aerogeneradores como un sistema de coordenadas que puede rotar para poder analizar diferentes direcciones de procedencia del viento.
3. Agrupar los datos de viento del emplazamiento en conjuntos, por ejemplo cada 45°, y determinar los parámetros de Weibull y la frecuencia para cada sector.
4. Calcular la media de la potencia recorriendo paso a paso el total de las velocidades y direcciones. Los coeficientes de empuje se obtienen de las condiciones de operación de cada turbina.

El resultado de la matriz de pérdidas y la turbulencia de las estelas es la modificación, en lo que a operación se refiere, de una turbina aislada con respecto a un conjunto de turbinas que forman un parque eólico. Cuando el viento que se aproxima a una matriz de turbinas es mayor que cero, la primera fila de estas turbinas se pone en funcionamiento y comienza a producir potencia. Esta producción de potencia hace que la velocidad, una vez superada la primera fila de turbinas, sea inferior y puede que las siguientes no se pongan en funcionamiento. A medida que la velocidad del viento es mayor, mayor número de filas de aerogeneradores se pondrán en actividad hasta que el total de turbinas estén en funcionamiento. Cuando el viento alcanza la velocidad nominal, únicamente la primera fila de aerogeneradores produce la potencia nominal, sólo alcanzarán la potencia nominal las siguientes turbinas cuando la velocidad del viento incidente sea ligeramente superior a la velocidad nominal del viento. De esta forma, no siempre la producción de potencia de un parque eólico tiene que ser inferior que si se tuvieran el mismo número de turbinas aisladas pero sí la producción de energía en función de la velocidad tiene una forma diferente que cuando se estudia una turbina de forma individual, tal y como se observa en la figura 2.14.

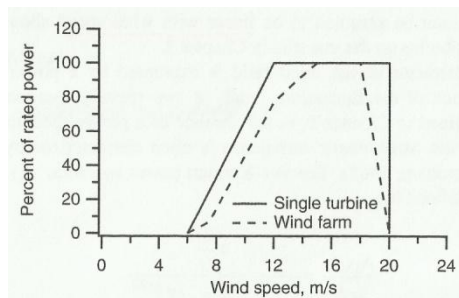


Figura 2.14. Comparación de la curva de potencia de una turbina aislada y un parque eólico (J. F Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers).

Una vez recorridos cada uno de los aspectos tratados en este capítulo, se tiene una idea global de lo que habrá que aplicar en el caso de estudio y se puede definir la metodología que se seguirá en el siguiente capítulo:

- 1) Selección de un emplazamiento dentro de los que IDAE considera como las zonas más adecuadas en términos batimétricos y de recurso eólico. Para ello se analizan los mapas de recurso eólico, mapas batimétricos, mapas de la red eléctrica, etc.
- 2) Selección del aerogenerador. Se selecciona un modelo de aerogenerador de los que se encontraban en la lista en el presente capítulo y se presentan sus características.
- 3) Análisis de los datos de recurso eólico del emplazamiento. Se analizan datos de viento, oleaje, mareas... para determinar una serie de parámetros que servirán para llevar a cabo el diseño final de la instalación. Para tratar los datos de la forma más adecuada posible, se tienen en cuenta los aspectos generales para la evaluación del recurso eólico que se incluyen en el capítulo actual. También se utilizan datos propios del aerogenerador seleccionado.
- 4) Diseño final de la instalación. Para ello se consideran los resultados obtenidos tras analizar los datos del emplazamiento y los aspectos recogidos en el apartado de principios para el diseño del parque, y así se determinan las pérdidas de potencia que se producen por el efecto de las estelas.

Todo lo resumido en estos cuatro puntos se recoge en el capítulo que sigue (Capítulo 3: Caso de Estudio).

- 5) Evaluación económica del campo marino. En el capítulo 4 se presenta un presupuesto aproximado del caso de estudio y se realiza un análisis de la rentabilidad del mismo.

CAPÍTULO 3. Caso de estudio

3.1 Emplazamiento

Dentro de los lugares más adecuados para instalar el parque eólico detectados por IDAE, se ha seleccionado un lugar cercano a la Playa de Arnados en las costas de La Coruña, perteneciente a la comarca de Bergantiños. Esta comarca limita al Norte con el Océano Atlántico donde se encuentra el emplazamiento seleccionado.

Resulta fundamental conocer el viento o el recurso eólico del que se dispone en el emplazamiento a la hora de estudiar las posibles alternativas de diseño del parque eólico, ya que a partir del mismo se puede estimar la producción que generará la instalación, y a su vez, la rentabilidad del proyecto.

En las figuras siguientes se puede observar el recurso eólico del que se dispone en la zona. Son mapas de isoventas, esto es, isolíneas que separan áreas que presentan la misma velocidad de viento a una determinada altura, en este caso 80 m.

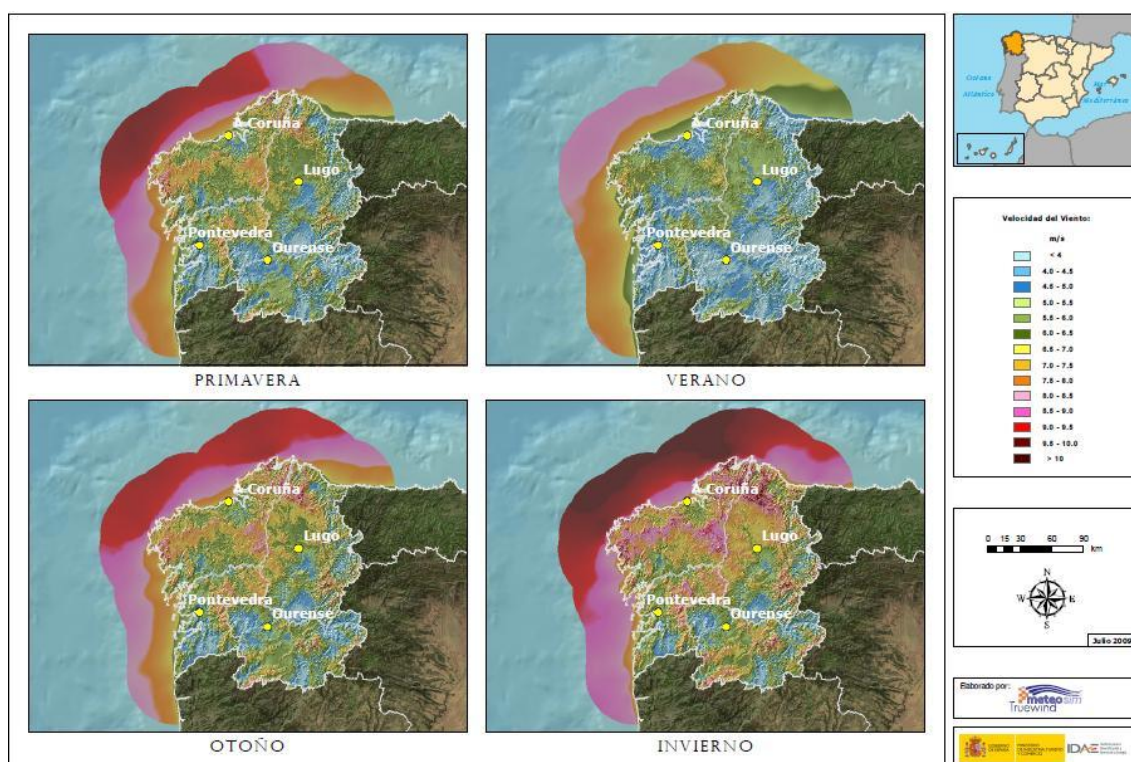


Figura 3.1. Mapa Eólico de Galicia, Velocidad Media Estacional (IDAE).

Como se aprecia en la figura, la estación en la que mayor recurso eólico se dispone es en invierno, cuando la velocidad media del viento en el emplazamiento elegido alcanza una media de entre 8 y 9 m/s; por el contrario en verano la velocidad media alcanzada es de alrededor de 6 m/s. Para establecer una velocidad media anual en el emplazamiento se observa la figura siguiente.

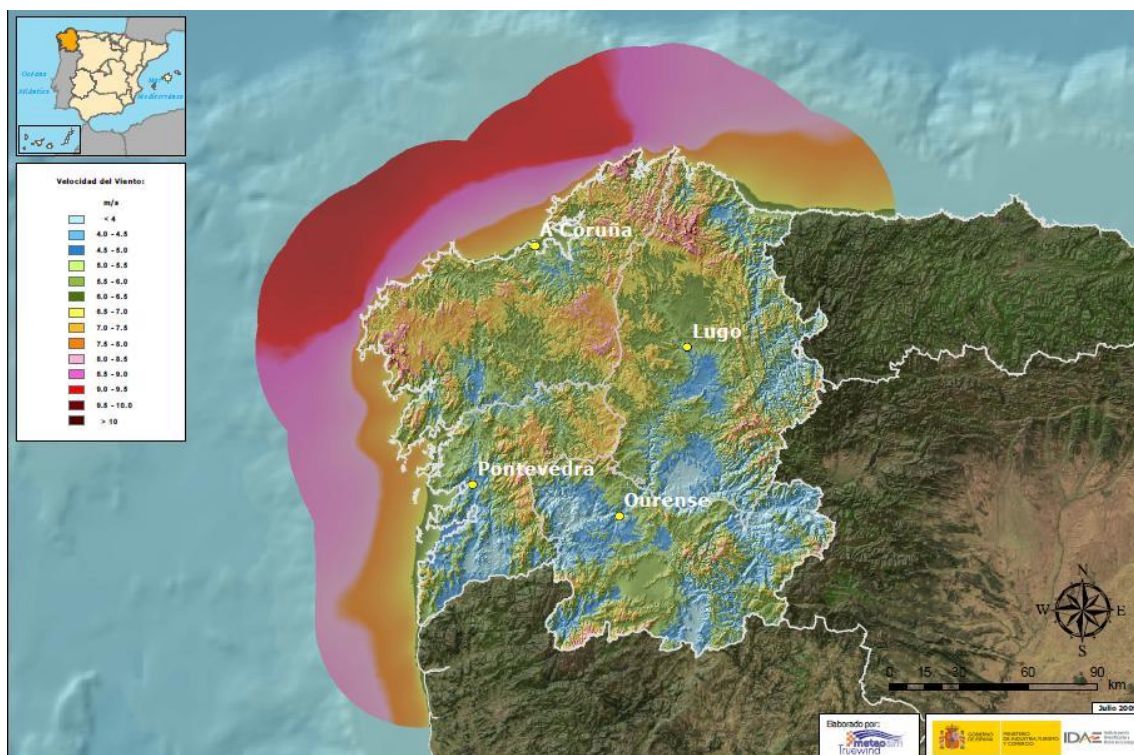


Figura 3.2. Mapa Eólico de Galicia, Velocidad Media Anual (IDAE).

A partir de la figura 3.2 se estima que la velocidad media anual del viento de la que se dispone es entre 7 y 8 m/s, por lo que se puede considerar que el recurso aprovechable en la zona es alto. Esta velocidad se encuentra dentro del rango de velocidad que establece IDAE para que un parque eólico sea rentable. En cuanto a la densidad de potencia o potencia por unidad de superficie, como se explicó en el capítulo 2 en el apartado de energía del viento, debe ser superior a 400 W/m^2 para considerar el recurso eólico “bueno”, y superior a 700 W/m^2 para catalogarlo de “muy bueno”. En la figura 3.3 se puede ver que para el emplazamiento seleccionado el valor de la densidad media anual de potencia es de 600 a 700 W/m^2 .

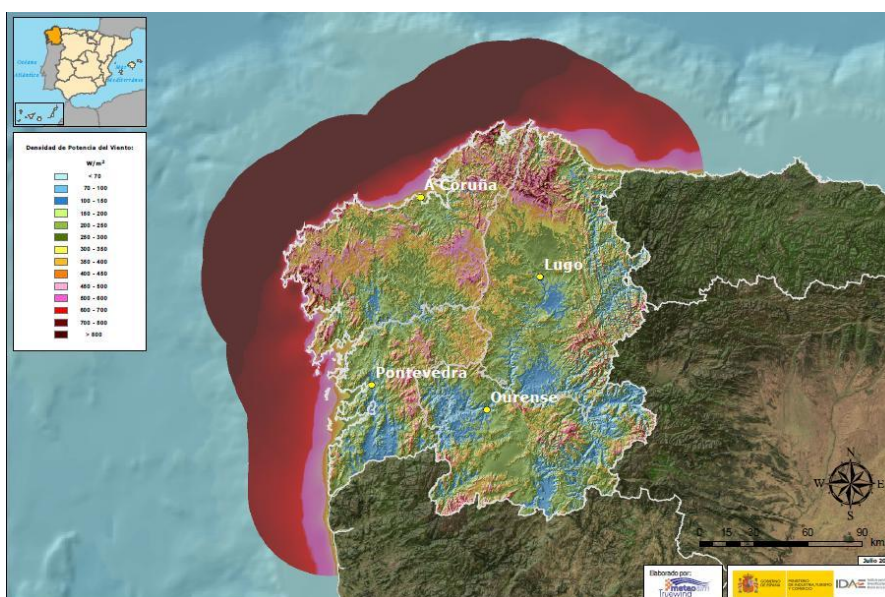


Figura 3.3. Mapa eólico de Galicia. Densidad media anual de potencia (IDAE).

Además, en referencia al “Estudio Estratégico del Litoral Español”, en la figura 2.8 , se observa que la zona en concreto seleccionada se encuentra dentro de las zonas consideradas “aptas con condicionantes” debido a la presencia de un caladero en las proximidades que habrá que considerar dentro de los factores condicionantes de la instalación.

En lo que respecta a la batimetría del emplazamiento, como se ha mencionado en el capítulo anterior, existe una restricción para la construcción de parques eólicos *offshore* en zonas con profundidades superiores a 40 ó 50 metros debido a la tecnología actual de las cimentaciones. A continuación se presenta el mapa batimétrico con las profundidades marinas que existen en esta zona.



Figura 3.4. Mapa Batimétrico de la Costa Gallega (Puertos del Estado).

En la figura se observa que a pesar de la profundidad que presentan las costas gallegas, en el área seleccionada se alcanza profundidad aproximadamente de entre 40 y 50 metros, cumpliéndose por tanto la restricción. En las figuras siguientes se puede apreciar con más exactitud el lugar donde se instalarán los aerogeneradores y que se cumple la normativa establecida por la Dirección General de Costas que impone que al menos debe haber una distancia de 8 km a la costa.



Figura 3.5. Carta Náutica de Galicia y distancia del emplazamiento a la costa.

Se observa que el emplazamiento se ha establecido a una distancia de la costa de 4,4 NM (millas náuticas) que equivale a 8 km y 150 metros.

Otros criterios de selección han sido la proximidad de puertos con la infraestructura adecuada para llevar a cabo las necesidades logísticas del parque eólico, así como industrias, por ejemplo de astilleros, para construir las estructuras marinas. El Puerto de A Coruña está muy próximo al emplazamiento.

Además, es necesario tener en cuenta que para que el parque eólico cumpla su función, debe ser posible la evacuación de la energía eléctrica que se genere mediante infraestructuras de la red eléctrica. Se trata de un punto crítico para la elección del emplazamiento, puesto que muchas infraestructuras de la red actual se encuentran saturadas y no permiten el transporte de más energía eléctrica. Esto unido a la creciente demanda de electricidad, ha llevado a los gobiernos a incluir en sus planes estratégicos proyectos de obras y actuaciones para aumentar la red eléctrica por parte del operador, en el caso de España, Red Eléctrica de España (REE). Por tanto, se requiere realizar un estudio tanto de la red existente como de los refuerzos planificados en la infraestructura de la red eléctrica para estimar la capacidad de evacuación de la electricidad generada.

En lo que respecta a las infraestructuras ya existentes, a continuación se muestra el mapa del sistema eléctrico actual facilitado por REE. Según el mismo y teniendo en cuenta las condiciones de ubicación del parque, se tomará como punto de conexión la subestación Ferroatlántica que a su vez está conectada a la subestación de Sabón mediante una línea aérea de transporte de energía eléctrica a 220 KW en el término municipal de Arteixo (A Coruña).



Figura 3.6. Mapa del sistema eléctrico actual, en verde las líneas de 220 kW (REE).



Figura 3.7. Detalle del mapa del sistema eléctrico actual de la zona (REE).

En cuanto a las infraestructuras en desarrollo, un punto a favor en la selección del emplazamiento es el desarrollo de la red de transporte, ya que REE está trabajando en el refuerzo, mallado y ampliación de la red peninsular con el objetivo de ayudar a la evacuación de energía de parques eólicos en esta zona.



Figura 3.8. Refuerzo de REE según planificación 2007-16(REE)

Un punto en contra del emplazamiento designado es el rechazo social que los parques eólicos marinos provocan inicialmente en la sociedad gallega y que tal y como establece La Consejería de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Xunta de Galicia ha de tenerse en cuenta para cada una de las fases del proyecto contemplando la posibilidad de que una Evaluación Estratégica Ambiental con profundidad técnica, en términos próximos a la ciudadanía y que favorezca la implicación de las Administraciones afectadas y el público interesado en el proceso, podría resultar una herramienta muy útil para modificar su planteamiento inicial.

La Consejería de Pesca y Asuntos Marítimos estima que, a escala general para el litoral gallego, mientras no se desarrolle una tecnología *offshore* que permita alejar suficientemente las instalaciones, la ubicación de parques eólicos marinos provocaría un fuerte impacto negativo al entrar en conflicto con los usos pesqueros marisqueros o acuícolas realizados en Galicia, que resultan conformar un sector socioeconómico de gran importancia en esta

Comunidad Autónoma. Se propone por lo tanto la realización de estudios específicos en detalle, con el fin de valorar el impacto que el parque eólico pudiera generar sobre el patrimonio cultural; evitando la afección a las áreas en las que existan elementos del patrimonio cultural y sus entornos de protección. (En el anexo III se incluyen los mapas que resumen las actividades pesqueras que se desarrollan en la zona, así como la cantidad de horas al año aproximadas que se llevan a cabo dichas actividades)

Además, La Consejería de Cultura y Deporte considera que dada la riqueza de pecios y su distribución a lo largo de la costa gallega, estas áreas deberían ser consideradas como especialmente sensibles y por lo tanto de exclusión para la instalación de parques eólicos marinos. Asimismo, contempla los efectos sobre el paisaje que pueden significar los parques eólicos marinos, en especial sobre diversos elementos de patrimonio cultural a lo largo de su litoral (poblados fortificados de la edad del Hierro, yacimientos de la época romana, enclaves portuarios, fortificaciones medievales, faros...) así como espacios marítimos de relevancia histórica, que construyen y caracterizan el paisaje cultural de sus costas.

En el presente proyecto, se llevará a cabo la evaluación del recurso para determinar la velocidad media del viento en la zona y la potencia media que se puede extraer, entre otros indicadores. También se tendrán en cuenta aspectos técnicos y físicos de la zona a la hora de establecer el diseño final del parque.; y finalmente se evaluará la rentabilidad del mismo. Sin embargo, para todo esto, se deja a un lado todo lo relacionado con el impacto que pueda causar en otras actividades de la zona y en la naturaleza del mismo, a sabiendas de que estos factores puedan ser determinantes a la hora de decidir la construcción o no del parque eólico. A pesar de que este impacto no se encuentra dentro del alcance del proyecto, sí que se incluye información sobre alguno de los aspectos mencionados.

3.2 Aerogenerador

Finalmente el aerogenerador seleccionado para el caso de estudio definido es el modelo G128-5.0MW de la empresa española Gamesa. La elección de este aerogenerador se fundamenta en que se trata de la evolución de la tecnología probada y validada en los últimos años de los aerogeneradores de 5.0 MW de la misma compañía. Además de las turbinas *G128-5.0 MW Offshore* y *G132-5.0 MW Offshore*, Gamesa prevé el desarrollo de aerogeneradores marinos de mayor potencia (7-8 MW) a medio-largo plazo. Las turbinas *G128-5.0 MW Offshore* y *G132-5.0 MW Offshore* han sido diseñadas para adaptarse perfectamente a las condiciones de cualquier emplazamiento marino.

Los aerogeneradores G128-5.0 MW Offshore cuentan con rotores de 128 m de diámetro, y diseño modular y redundante que permite operar a carga parcial, lo que garantiza su fiabilidad y máxima energía producida. Esta turbina combina innovaciones avanzadas con tecnologías validadas y fiables para proporcionar un coste de energía competitivo y una rentabilidad óptima a lo largo de todo el ciclo de vida del parque eólico.

La puesta en marcha del prototipo *Gamesa G128-5.0 MW Offshore* fue llevada a cabo durante el verano de 2013. Este modelo ha obtenido el certificado tipo en el plazo previsto y está disponible comercialmente. La validación de las turbinas aprovecha un exhaustivo programa de pruebas y validación ya realizado para la plataforma de 5.0 MW de Gamesa, de

eficacia ya probada. Además, se ha completado con un extenso programa de validación de los desarrollos específicos *offshore* que permiten encarar el ambiente marino.

Este programa de validación de Gamesa incluía:

- Más de 600 test en los componentes de la turbina, efectuados por 100 laboratorios acreditados de Estados Unidos, Japón y Europa.
- Más de 190 test funcionales y/o de integración en los centros tecnológicos mejor cualificados a nivel internacional, especializados en la investigación aplicada, el desarrollo y el fomento de las energías renovables.
- Más de 300.000 horas de validación y pruebas para garantizar que los aerogeneradores *G128-5.0 MW Offshore* y *G132-5.0 MW Offshore* mantengan un funcionamiento consistente y fiable desde el primer día.

Este extenso programa de validación utiliza entornos controlados para comprobar cada sistema y componente, con el fin de simular las condiciones de funcionamiento reales y a gran escala, además de realizar pruebas de campo con el prototipo.



Figura 3.9. Primer prototipo de la turbina G128-5.0 MW, instalado en el puerto Arinaga, sito en las Islas Canarias (Océano Atlántico).

Las turbinas *G128-5.0 MW Offshore* y *G132-5.0 MW Offshore* están diseñadas para aumentar los intervalos entre las visitas de mantenimiento previstas y para minimizar los casos de mantenimiento no previstos. Gamesa garantiza esto mediante diversos medios ya probados, incluyendo ensayos exhaustivos y validación de los sistemas mecánicos y eléctricos, además del diseño modular y el uso de sistemas predictivos y de diagnosis avanzados.



Figura 3.10. Grúa acoplada a nacelle, Gamesa FlexiFit (Gamesa).

Además, la grúa acoplada a *nacelle*, *Gamesa FlexiFit*, puede facilitar las tareas de logística y mantenimiento en emplazamientos *offshore*, haciéndolas más rápidas y menos costosas, evitando así la necesidad de barcasas especializadas y grúas de gran tonelaje. La grúa transportable y automontable de Gamesa se acopla directamente a la *nacelle*. *Gamesa FlexiFit* facilita el montaje y desmontaje de los grandes componentes de la *nacelle*: buje, multiplicadora, generador, transformador, módulos convertidores e intercambiador de calor.

A continuación se proporciona información más concreta y técnica, a cerca del aerogenerador seleccionado, resumida en su ficha técnica:

G128-5.0 MW Offshore			
ROTOR		MULTIPLICADORA	
Diámetro	128 m	Tipo	Dos etapas planetarias
Área de barrido	12.868 m ²	Ratio	1: 41,405
Clase	IB		
PALAS		GENERADOR	
Número de palas	3	Tipo	Generador síncrono de imanes permanentes con módulos independientes paralelos
Longitud	62,5 m	Potencia nominal	5.000 kW
Material	Composite de matriz orgánica reforzado con fibra de vidrio/fibra de carbono	Tensión	690 VAC
Tipo	Enteriza	Frecuencia	50 - 60 Hz
TORRE		Clase de protección	IP 54
Tipo	Acero	Velocidad de giro	490 rpm
Altura	80 - 94 m y según proyecto	Factor de potencia	0,9 CAP - 0,9 IND*

* Medición en los terminales de salida del generador, en el lado de baja tensión antes del transformador, a la tensión nominal de la red.

Tabla 3.1. Características técnicas del aerogenerador (Gamesa).

Como se indicó en el apartado en el que se definían las características de los aerogeneradores actuales, a mayor tamaño del aerogenerador se obtiene mayor producción, optimizando el *lay-out* y así aprovechando las posiciones más energéticas. Esto es lo que pretende proporcionar Gamesa y lo muestra a través de la curva de potencia del aerogenerador.

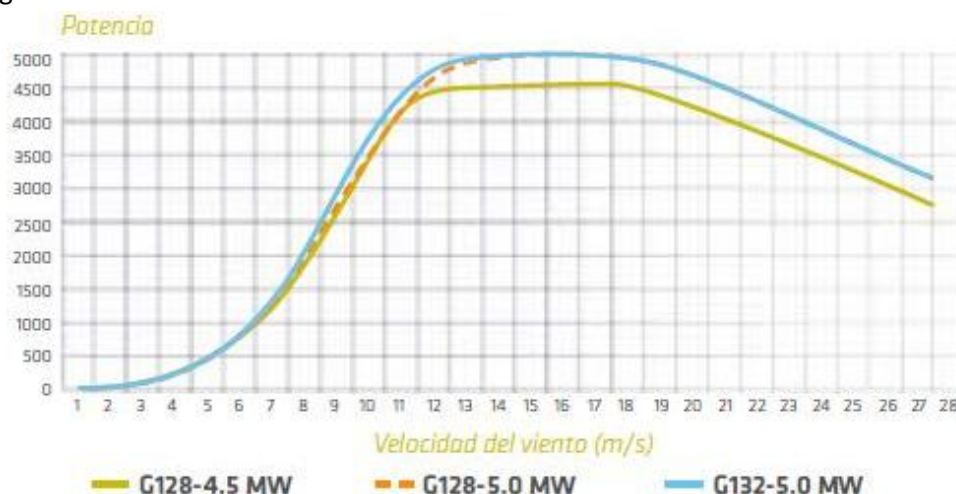


Figura 3.11. Curva de potencia del aerogenerador seleccionado representada en color naranja (Gamesa).

Dentro de las novedades tecnológicas que incorpora este aerogenerador cabe destacar el generador síncrono de imanes permanentes y tecnología *Full Converter* que incorpora denominado *Gridmate*. El sistema cuenta en su diseño con cuatro módulos en paralelo que permiten su funcionamiento a carga parcial (como se ha mencionado ya) en caso de que un módulo individual se desconecte. *Gamesa Gridmate* hace posible un funcionamiento óptimo cumpliendo los requisitos más exigentes de conexión a la red.

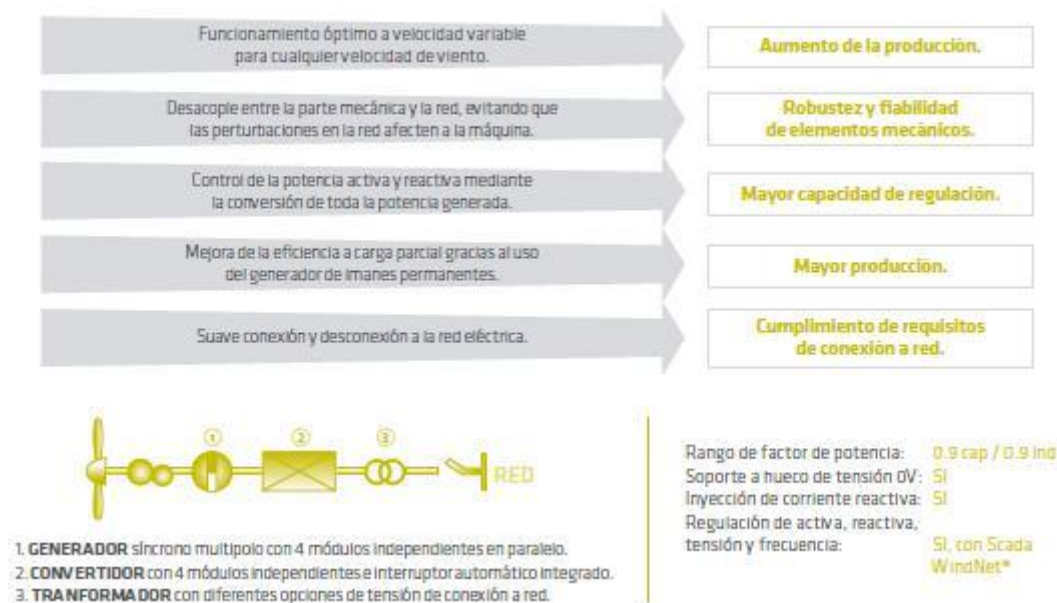


Figura 3.12. Esquema de conexión a la red y sus características (Gamesa).

También cabe mencionar el sistema de control multivariable, *Multismart*, que recoge los datos operativos para regular continuamente el ángulo de cada pala, minimizando la vibración y reduciendo las cargas un 30%. Así se consigue mejorar la eficiencia operativa y maximizar la producción de energía. Además *Gamesa Compactrain* combina el eje principal y una multiplicadora de dos etapas en un módulo de una sola pieza que simplifica la alineación, mejora la fiabilidad reduciendo el número de piezas y evita el uso de rodamientos de alta velocidad. La carcasa de rodamientos precargados reduce las cargas, lo que, a su vez, reduce el estrés mecánico y minimiza las tareas de mantenimiento.

Una vez se dispone de la altura máxima de la ola conocida hasta la actualidad y de las mareas, se puede estimar la altura de la torre sumando el radio del rotor a dicha altura. De esta manera se obtiene una altura de la torre de 77,7 m (siendo 13,7 la altura máxima de la ola y 64 el semidiámetro del rotor), pero para garantizar lo expuesto en el caso de que se diese una altura de ola mayor se establece una altura de la torre de 90 m sobre el nivel del mar por seguridad. (En el apartado de datos del emplazamiento de estudio se encuentran todos los datos referentes al oleaje y a las mareas).

3.3 Datos del emplazamiento de estudio

Para el emplazamiento de estudio, a través de la información que proporciona Puertos del Estado, podemos conocer los datos de oleaje, nivel del mar, salinidad, corrientes, presión atmosférica etc. Puertos del Estado permite el acceso a informes, estadísticas y herramientas para elaborar análisis de las distintas variables tanto de datos históricos, como predicciones y

datos en tiempo real. En este caso los datos históricos serán los que aporten información más útil.

Los datos de viento y oleaje se pueden obtener de los puntos SIMAR-44-1045074 o del punto WANA- 1045074 cercanos al emplazamiento seleccionado y cuyas características se resumen en la figura siguiente.

Punto WANA - 1045074	
Longitud:	8.75° W
Latitud:	43.50° N
Cadencia:	1 Hor
Inicio de medidas:	22-10-1995
Fin de medidas:	10-07-2014
Tipo de sensor:	Dato de modelo
Modelo:	Análisis
Comentarios:	Anterior a 15/12/2011 datos cada tres horas
Conjunto de Datos:	WANA

Punto SIMAR-44 - 1045074	
Longitud:	8.75° W
Latitud:	43.50° N
Cadencia:	3 Hor
Inicio de medidas:	01-01-1958
Fin de medidas:	31-12-2001
Tipo de sensor:	Dato modelado
Modelo:	Hindcast
Conjunto de Datos:	SIMAR-44

Figura 3.13. Características de los puntos de datos cercanos al emplazamiento (Puertos del Estado).

El conjunto de datos WANA, que es el que se utilizará por disponer de datos más actuales, está formado por series temporales de parámetros de viento y oleaje procedentes de modelado numérico. Son por tanto datos sintéticos y no proceden de medidas directas de la naturaleza.

Las series WANA proceden del sistema de predicción del estado de la mar que Puertos del Estado ha desarrollado en colaboración con la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). No obstante, los datos WANA, no son datos de predicción, sino datos de diagnóstico o análisis. Esto supone que, para cada instante el modelo proporciona datos de viento y presión consistentes con la evolución anterior de los parámetros modelado y consistente con las observaciones realizadas.

Las series de viento y oleaje del conjunto WANA no son homogéneas, pues el modelo de vientos se modifica de modo periódico.

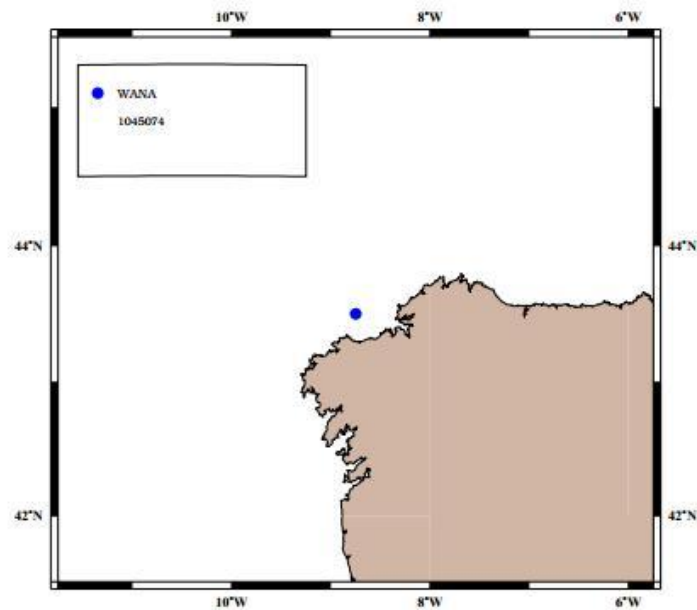


Figura 3.14. Localización del punto WANA 1045074 (Puertos del Estado).

3.3.1 Viento

Como se indicó en el apartado de evaluación del recurso cuando se trataba la caracterización energética en el capítulo 2, para la valoración del emplazamiento se deben conocer la distribución de frecuencias de la velocidad y dirección (rosa de los vientos) y la distribución de las velocidades medias anuales, así como la de los valores extremos.

El modelo atmosférico utilizado para generar los campos de vientos por Puertos del Estado es el HIRLAM. Este es un modelo atmosférico mesoescalar e hidrostático cuya resolución es de 5 grados en el Atlántico. Los datos de viento facilitados son promedios horarios a 10 m de altura sobre el nivel del mar.

Al ser el viento un fenómeno variable con el tiempo y con la altura, para caracterizarlo se suele hacer referencia a una velocidad media durante un intervalo de tiempo y a una altura determinada como ya se ha podido intuir en alguno de los mapas mostrados. De manera que, como es habitual, se trabajará con velocidades de viento media en intervalos de tiempo determinados a una altura de 10 m, U_{10} y posteriormente aplicando el perfil de velocidades apropiado se puede obtener a la altura deseada. En el apartado siguiente se explica lo necesario para aplicar el perfil de velocidades.

3.3.1.1 Estabilidad del viento. Variación de la velocidad del viento con la altura.

La variación del viento con la altura influye tanto en la valoración del recurso eólico como en el diseño de las turbinas. En primer lugar, la evaluación del recurso eólico en un área geográfica podría exigir que los datos del anemómetro se corrijan a una altura común, como ya se ha indicado. Por otro lado, en lo que se refiere a aspectos de diseño, la vida de la pala del rotor, hasta que se produce fatiga, se verá influenciada por las cargas cíclicas que resultan de la rotación a través de un campo de viento que varía en dirección vertical. De modo que se

requiere un modelo de la variación del viento con la altura. A continuación se presentan los modelos actuales utilizados para predecir la variación de la velocidad del viento con la altura.

En estudios de energía eólica, generalmente se utilizan dos modelos matemáticos o leyes para modelar el perfil vertical de velocidad de viento sobre regiones homogéneas. El primero de los enfoques, la *ley de registro*, surge del concepto de capa límite de mecánica de fluidos y de la investigación atmosférica, y está basado en la combinación de investigaciones teóricas y empíricas. La segunda aproximación, utilizada por muchos investigadores de la energía eólica, es la *ley de potencia*. Ambos enfoques están sujetos a la incertidumbre causada por la naturaleza variable y complejidad de los flujos turbulentos (*Hiester y Pennell, 1981*).

3.3.1.1 Perfil Logarítmico (ley de registro)

Aunque existen numerosas formas de obtener una predicción del perfil logarítmico del viento (como por ejemplo, la teoría de la longitud de mezcla, la teoría de la viscosidad del remolino, y similares), aquí se resume un tipo de análisis de la teoría de longitud de mezcla realizado por *Wortman (1982)*:

Cerca de la superficie de la tierra la ecuación de momento se reduce a:

$$\frac{\partial \rho}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial z} \tau_{xz} \quad (3.3.1)$$

Donde x y z son la coordenada horizontal y vertical, respectivamente, ρ es la presión, y τ_{xz} es el esfuerzo cortante en la dirección x cuya normal coincide con z .

En esta zona, la presión es independiente de z , por lo que si se integra se obtiene:

$$\tau_{xz} = \tau_0 + z \frac{d\rho}{dx} \quad (3.3.2)$$

Donde τ_0 es el valor del esfuerzo cortante en la superficie. Cerca de la superficie el gradiente de presión es pequeño, de manera que el segundo término de la parte derecha de la ecuación puede ser despreciado. También, utilizando la teoría de longitud de mezcla de *Prandtl*, el esfuerzo cortante puede ser expresado como:

$$\tau_{xz} = \rho l^2 \left(\frac{\partial U}{\partial z} \right)^2 \quad (3.3.3)$$

Donde ρ es la densidad del aire, U es la componente horizontal de la velocidad, y l es la longitud de mezcla. Darse cuenta que la U utilizada aquí, tiene en cuenta que los efectos de la turbulencia han sido promediados.

Combinando las ecuaciones (3.3.2) y (3.3.3) se obtiene:

$$\frac{\partial U}{\partial z} = \frac{1}{l} \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho}} = \frac{U^*}{l} \quad (3.3.4)$$

Donde U^* es definido como la velocidad de fricción.

Si se asume que se trata de una superficie suave, como se puede considerar en la mayor parte de los casos en el mar, $l = kz$ con $k=0.4$ (Constante de *Karman*), entonces la

ecuación (3.3.4) puede ser integrada directamente desde z_0 hasta z donde z_0 es la longitud de la rugosidad superficial, que caracteriza la rugosidad de la superficie. Entonces queda:

$$U(z) = \frac{U^*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (3.3.5)$$

Esta ecuación es conocida como el perfil logarítmico del viento. En la integral el límite inferior de integración es z_0 en lugar de 0 porque las superficies naturales nunca son uniformes y suaves. La tabla 3.2 aporta ejemplos de la longitud de la rugosidad para diferentes superficies.

Descripción del terreno	Z_0 (mm)
Muy suave, hielo o lodo	0,01
Mar abierto en calma	0,20
Mar tormentoso	0,50
Superficie nevada	3,00
Césped	8,00
Pasto áspero	10,00
Campo en barbecho	30,00
Cultivos	50,00
Pocos árboles	100,00
Muchos árboles, setos, pocos edificios	250,00
Bosques	500,00
Zonas residenciales	1.500
Centros de ciudades con edificios altos	3.000

Tabla 3.2. Valores de la longitud de la rugosidad para varios tipos de terreno.

La ecuación (3.3.5) también se puede escribir de la forma siguiente:

$$\ln(z) = \left(\frac{k}{U^*}\right) U(z) + \ln(z_0) \quad (3.3.6)$$

Esta ecuación se puede representar como una línea recta en el papel semilogarítmico. La pendiente de este gráfico sería k/U^* de manera que U^* y z_0 podrían ser calculados. La Ley de Registro a menudo se utiliza para estimar la velocidad del viento desde altura de referencia, z_r , hasta otra altura, utilizando la siguiente relación:

$$\frac{U(z)}{U(z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (3.3.7)$$

A veces, la Ley de Registro es modificada para considerar la mezcla en la superficie de la tierra, expresando la longitud de mezcla como $l = k(z + z_0)$. Cuando esto se emplea, el perfil logarítmico queda:

$$U(z) = \frac{U^*}{k} \ln\left(\frac{z+z_0}{z_0}\right) \quad (3.3.8)$$

La estimación del perfil logarítmico es muy importante en las aplicaciones *offshore*, siendo el modelo de perfil logarítmico el más utilizado porque asume que se trata de un terreno homogéneo con estabilidad neutra. El valor de z_0 se puede considerar 0.0002 m (como refleja la tabla), que es el valor calculado en el parque eólico de *Vindeby* asumiendo un error de $\pm 5\%$, o calcularlo mediante fórmulas obtenidas en estudios en el mar Báltico que demuestran que la rugosidad de la superficie (z_0) es una función de la velocidad del viento (z_0 aumenta con la velocidad en rangos de velocidad utilizados para la producción de potencia) y de la distancia a la costa como se muestra a continuación.

El modelo de *Charnock* se suele emplear en emplazamientos situados a más de 30 km de la costa y se calcula la rugosidad de la superficie mediante la ecuación (3.3.9):

$$z_0 = A_c \frac{(U^*)^2}{g} \quad (3.3.9)$$

Donde g es la constante gravitacional, A_c es la constante de *Charnock* cuyo valor suele ser 0,018 y U^* es la velocidad de fricción, ya mencionada.

Para distancias a la costa inferiores, entre 10 y 20 km, se emplea el modelo de *Johnson*, cuya ecuación es la siguiente:

$$z_0 = 0.064 \frac{(U^*)^3}{x^{\frac{1}{2}} g^{\frac{3}{2}} k} \ln\left(\frac{10}{z_0}\right) \quad (3.3.10)$$

Donde x es la distancia a la costa.

Para estos modelos el valor de la velocidad de fricción U^* se puede obtener de manera aproximada a partir de la ecuación (3.3.11):

$$U^* = \sqrt{C_{D,10} U_{10}^2} \quad (3.3.11)$$

En la cual $C_{D,10}$ es el coeficiente de arrastre de la superficie efectiva cuyo valor es de entre 0,001 y 0,003 y U_{10} es la velocidad medida a 10 m de altura.

3.3.1.1.2 Perfil de la ley de potencia

Corresponde a la fórmula que ya se indicaba en el capítulo 2, en el apartado de aspectos generales para la evaluación del recurso, para hallar la velocidad del viento a una altura en concreto.

$$\frac{U(z)}{U(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \quad (3.3.12)$$

Donde $U(z)$ era la velocidad del viento a la altura z , $U(z_r)$ es la velocidad de referencia del viento a la altura z_r y α es el exponente de la ley de potencia cuyos valores se resumían en la tabla 2.1.

α varía con parámetros como la elevación, el momento del día, la estación del año, la naturaleza del terreno, etc. Algunos investigadores han desarrollado métodos para el cálculo de α a partir de determinados parámetros. Otros investigadores, en cambio, consideran que el cálculo de α complica la aplicación de la Ley de Potencia y simplemente escogen el valor de α que se ajuste a los datos de viento. A continuación se muestra un resumen de los métodos empíricos más utilizados para determinar el exponente de la Ley de Potencia:

1. Correlación para hallar el exponente de la Ley de Potencia en función de la velocidad y la altura.

Este tipo de función fue propuesta por *Justus* (1978) y tiene la forma siguiente:

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(U_{ref})}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{z_{ref}}{10}\right)} \quad (3.3.13)$$

Donde U es dado en m/s y z_{ref} en m.

2. Correlación dependiente de la rugosidad de la superficie.

La forma siguiente de este tipo de correlación está basada en el trabajo de *Counihan* (1975).

$$\alpha = 0.096 \log_{10} z_0 + 0.016 (\log_{10} z_0)^2 + 0.24 \quad (3.3.14)$$

Para $0.001 \text{ m} < z_0 < 10 \text{ m}$, donde z_0 representa la rugosidad de la superficie en m (valor que se puede encontrar en la tabla mencionada).

3. Correlación basada tanto en la rugosidad de la superficie (z_0) como en la velocidad.

Utilizada por los investigadores del viento de la NASA (*Spera*, 1994).

(J.F Manwell, J.G. McGowan y A. L. Rogers)

3.3.1.2 Cálculos para la caracterización del recurso y evaluación del potencial

Cuando ya se dispone de gran cantidad de datos del emplazamiento, tanto de dirección como de velocidad del viento, es el momento de analizar estos datos y resumirlos para evaluar el recurso o viento disponible y la producción de potencia. Para ello se puede hacer un uso directo de los datos o analizarlos mediante técnicas estadísticas. En algunas de estas técnicas no es necesario disponer de gran cantidad de datos sino que es suficiente con una cantidad limitada, como puede ser la velocidad media.

En este caso se dispone de datos medios diarios de la velocidad del viento desde el 5 de julio de 2005. Como los datos disponibles de velocidad media del viento son datos a una altura de 10m, se aplica la ley de registro o de perfil logarítmico para hallar la variación que

sufre la velocidad a una altura de 90 m, que como se ha indicado será la altura de la torre. Se utiliza el perfil logarítmico porque tal y como se ha mencionado se trata del perfil más utilizado en aplicaciones *offshore*, y se utiliza considerando un valor de rugosidad de la superficie $z_0=0.0002$, asumiendo el error de $\pm 5\%$.

3.3.1.2.1 Uso directo de los datos

En primer lugar se hará un uso directo de los datos a 90 m para analizar el recurso y la productividad. Para ello se dispone de una serie de N observaciones de la velocidad del viento, U_i , que son la media de velocidad en un intervalo Δt . Los datos se utilizan para calcular los siguientes parámetros:

- 1) Velocidad media del viento a largo plazo, \bar{U} , del periodo total de la colección de datos:

$$\bar{U} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i \quad (3.3.15)$$

Aplicando la ecuación (3.3.15) se obtiene una velocidad media del viento a largo plazo, $\bar{U}= 7,83$ m/s. Este valor de velocidad coincide con el mostrado en los mapas proporcionados por IDAE que se analizaban para seleccionar el emplazamiento.

- 2) Desviación estándar, σ_U , de la muestra de las velocidades promedio del viento:

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (U_i - \bar{U})^2} = \sqrt{\frac{1}{N-1} \{ \sum_{i=1}^N U_i^2 - N\bar{U}^2 \}} \quad (3.3.16)$$

$$\sigma_U = 3.64$$

Este resultado permite tener una visión de cuánto se desvían los datos de su media.

- 3) Densidad media de potencia del viento, \bar{P}/A , es la media de la potencia disponible por unidad de área:

$$\bar{P}/A = \frac{1}{2} \rho \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i^3 \quad (3.3.17)$$

Para calcular la densidad media de potencia, se calcula la densidad ρ media con la ecuación (2.3.8) que se introducía en el apartado de factores condicionantes para la instalación cuando se explicaba cómo afecta la atmósfera a la instalación:

$$\rho = 3,4837 \frac{p}{T}$$

Para ello se utilizan los datos de presión reducida a nivel del mar y temperatura media en el emplazamiento desde el 21 de noviembre de 2007 hasta la actualidad y se obtiene un valor de densidad, $\rho= 1,2359$ kg/m³. Como se puede observar, se obtiene un valor muy próximo a 1,225 kg/m³, que es el valor de la densidad utilizado en condiciones normales.

Una vez calculada la densidad se aplica la ecuación (3.3.17), obteniéndose un valor de densidad media de potencia del viento:

$$\bar{P}/A = 511,77 \text{ W/m}^2$$

El valor obtenido es inferior al que se observaba en el mapa suministrado por IDAE (figura 3.3) (600 W/m^2 aproximadamente), pero a pesar de ello, con la densidad media de potencia obtenida, el recurso disponible se puede considerar bueno.

4) Potencia media de la máquina, \bar{P}_w :

$$\bar{P}_w = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_w(U_i) \quad (3.3.18)$$

Donde $P_w(U_i)$ es la potencia de salida definida por la curva de potencia de la máquina.

Llegado este punto, cabe destacar la diferencia existente entre P y P_w . Se denota con P a la potencia disponible procedente del viento, que es la energía cinética del viento por unidad de tiempo medida en W. Mientras que P_w es la potencia disponible en el aerogenerador y que se muestra a través de la curva de potencia de la máquina, también en W.

En el caso de estudio, en el apartado de selección del aerogenerador ya se incluía la curva de potencia del mismo. A continuación, se reproduce de nuevo con la función ($P_w(U_i)$) que rige una curva próxima a la del aerogenerador.

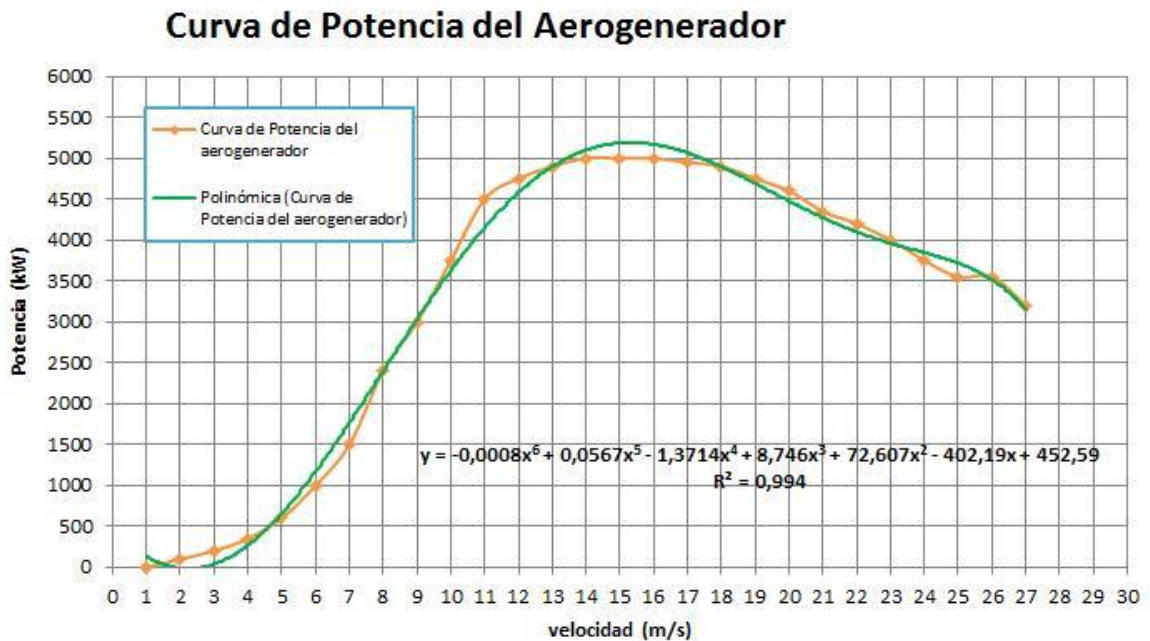


Figura 3.15. Curva de Potencia del Aerogenerador del caso de estudio y función próxima a la misma.

$$P_w(U_i) = -0,0008v^6 + 0,0567v^5 - 1,3714v^4 + 8,746v^3 + 72,607v^2 - 402,19v + 452,59$$

Como se puede observar la función calculada representa de manera muy exacta la curva de potencia del aerogenerador puesto que el valor de R^2 es muy próximo a 1.

La curva de potencia ilustra tres velocidades características muy importantes, tal como se explicaba en el capítulo 1, en el apartado de tecnología de la energía eólica:

- Velocidad de arranque: es la velocidad a la que el aerogenerador comienza a generar potencia, en este caso se puede considerar de 2 m/s.
- Velocidad nominal: a la que el aerogenerador alcanza su potencia nominal, 14 m/s aproximadamente. Se puede observar que este valor es mucho mayor que la velocidad media del viento, por lo que lo habitual será que el aerogenerador no trabaje en el rango en el que se produce su potencia nominal.
- Velocidad de corte o parada: la turbina es apagada para mantener la carga y la potencia del aerogenerador sin alcanzar niveles perjudiciales, 27 m/s aproximadamente.

Una vez se conoce la función que rige la curva del aerogenerador, o este caso, una aproximación, se puede calcular la potencia media de la máquina mediante la ecuación (3.3.18), obteniéndose:

$$\bar{P}_w = 2126,43 \text{ kW}$$

A partir de este valor se puede ver que de media el aerogenerador trabajará aproximadamente a la mitad de su potencia nominal (2,13 MW), que como se indicaba en la ficha técnica del aerogenerador es de 5 MW. Por lo que el aerogenerador seleccionado puede estar sobredimensionado para el emplazamiento en estudio. Para comprobarlo se calcula la desviación típica de los valores de potencia generada; de manera que se comprueba si los valores de potencia son muy próximos a la media y por tanto nunca se alcanzará la potencia nominal, o por el contrario, los valores de potencia son muy dispersos y se tienen valores de potencia cercanos a la potencia nominal y otros muy bajos. Se obtiene el siguiente valor de desviación típica de la potencia generada:

$$\sigma_{P_w} = 1594 \text{ kW}$$

A pesar de que el valor de la desviación típica es elevado, muestra que rara vez se alcanzará la potencia nominal de 5 MW y que un aerogenerador de 3,5 a 4 MW de potencia nominal (como podrían ser uno de los modelos de SIEMENS) sería más adecuado para la instalación. Sin embargo, para llegar a esta conclusión habría que consultar la diferencia de precio y comprobar hasta qué punto puede compensar aprovechar al máximo el recurso de viento con un aerogenerador de potencia nominal superior (como el elegido).

- 5) Energía obtenida de la máquina, E_w , se trata de la energía obtenida en un periodo de tiempo:

$$E_w = \sum_{i=1}^N P_w(U_i)(\Delta t) \quad (3.3.19)$$

En este caso se considera un periodo de tiempo de un año, por lo que $\Delta t=8760$, que es el número de horas en un año y se obtiene:

$$E_w = 18627,53 \text{ MWh/año}$$

6) Curvas de duración de velocidad y de duración de potencia:

Estas curvas se suelen utilizar para comparar el potencial de energía disponible de los emplazamientos que son candidatos. Para el caso de estudio se dispone de la curva de duración media y máxima de excedencia de velocidad aportada por Puertos del Estado. Esta curva se trata de un gráfico con la velocidad de viento en el eje x, y el número de horas al año en las cuales la velocidad del viento es igual o excede cada valor de velocidad en particular en el eje y.



Figura 3.16. Curva de duración máxima de excedencia de velocidad del emplazamiento del caso de Estudio.

Esta curva aporta una idea de la naturaleza del régimen de viento del emplazamiento. A partir de la curva mostrada, se puede hallar la curva de duración de potencia, tanto disponible como generada, utilizando la ecuación (2.1.10) introducida en el capítulo 2 y la función de la curva de potencia del aerogenerador, respectivamente. Si se dibujan las dos curvas en el mismo gráfico se pueden identificar las pérdidas que se producen en la producción de energía en el emplazamiento.

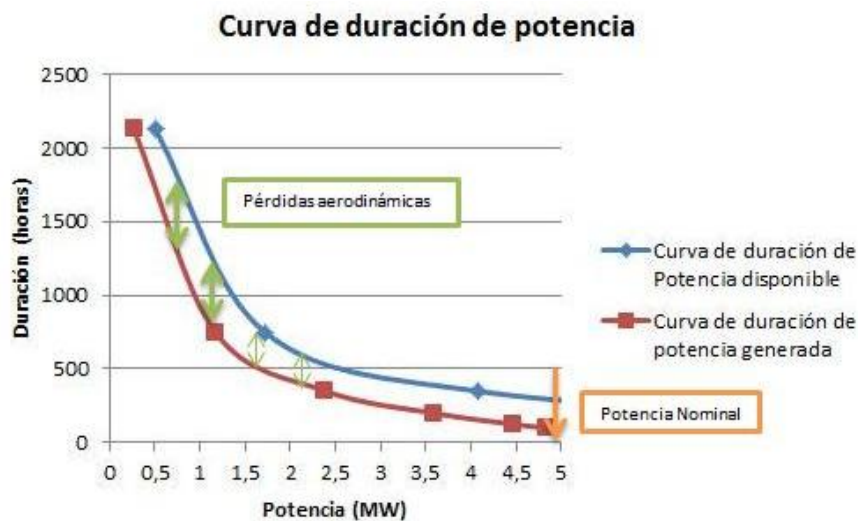


Figura 3.17. Curva de duración de potencia disponible y generada del emplazamiento.

3.3.1.2.2 Uso de métodos estadísticos

Los métodos estadísticos mediante el uso de representaciones analíticas a partir de las distribuciones de probabilidad de la velocidad del viento son muy útiles cuando se requiere la proyección de una localización a otra para adquirir los datos del recurso eólico del emplazamiento o cuando sólo se dispone de ciertos datos. Estos tipos de análisis se basan en la función de densidad de probabilidad, $p(U)$, de la velocidad del viento. Esta función muestra la probabilidad estadística de que se produzca cierta velocidad del viento. Cuando $p(U)$ es conocida se pueden calcular la velocidad media del viento, \bar{U} , la desviación típica de la velocidad, σ_U , y la densidad media de potencia del viento, \bar{P}/A .

Otro parámetro estadístico importante es la función de distribución acumulativa, $F(U)$, que representa la fracción de probabilidad de que la velocidad del viento sea inferior a un viento dado. La pendiente de la función de distribución acumulativa, $F(U)$, es igual a la función de densidad de probabilidad, $p(U)$, tal y como expresa la ecuación siguiente:

$$p(U) = \frac{dF(U)}{dU} \quad (3.3.20)$$

Ambas funciones se utilizan en los análisis de datos de viento mediante las distribuciones de *Rayleigh* y de *Weibull*. A continuación se representan las dos distribuciones mencionadas.

Distribución de Rayleigh:

Se trata de la distribución de probabilidad más simple para representar el recurso ya que únicamente requiere el conocimiento de la velocidad media del viento, \bar{U} . La función de densidad de probabilidad y la función de distribución acumulativa vienen dadas por:

$$p(U) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{U}{\bar{U}^2} \right) \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U}{\bar{U}} \right)^2 \right] \quad (3.3.21)$$

$$F(U) = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U}{\bar{U}} \right)^2 \right] \quad (3.3.22)$$

La figura (3.18) ilustra la función de densidad de potencia, $p(U)$, para la velocidad media del caso de estudio: $\bar{U} = 7.83 \text{ m/s}$

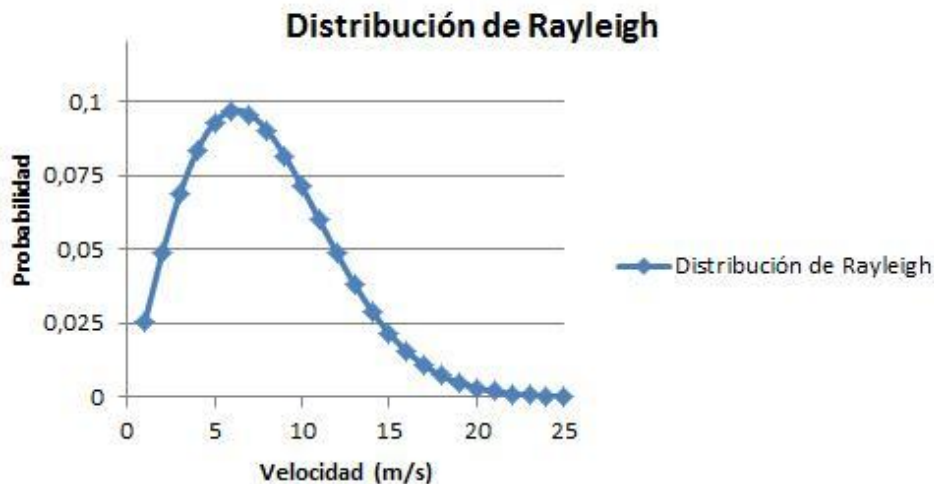


Figura 3.18. Distribución de *Rayleigh* del recurso eólico del emplazamiento del caso de estudio.

La distribución de *Rayleigh* demuestra que a mayor velocidad media del viento, es mayor la probabilidad de que se alcancen velocidades altas del viento. En este caso, el gráfico obtenido muestra que en el emplazamiento las velocidades con mayor probabilidad son las que se encuentran entre 5 y 10 m/s, siendo su frecuencia o probabilidad próxima al 10%.

Distribución de Weibull:

Es la distribución que representa mejor una mayor variabilidad de regímenes de viento, ya que para determinar la función de densidad de probabilidad se requieren 2 parámetros, k , factor de forma y c , factor de escala. Ambos parámetros son una función de \bar{U} y de σ_U . La función de densidad de probabilidad y la función de distribución acumulativa vienen dadas, en este caso, por:

$$p(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k \right] \quad (3.3.23)$$

$$F(U) = 1 - \exp \left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k \right] \quad (3.3.24)$$

Aunque existen varios métodos para determinar los parámetros k y c , en este proyecto se ha optado por determinar su valor de modo gráfico. Para ello se hace uso de la línea recta representada en un gráfico con la velocidad del viento en el eje y , y $F(U)$ en el eje x en papel logarítmico. Los gráficos se obtienen de la base de datos de Puertos del estado, y están recogidos en el Anexo IV.

De los gráficos mencionados se obtiene el valor de k y de c :

- k : es la pendiente de la línea recta representada en los gráficos.
- c : es el valor de velocidad media que se obtiene mediante la intersección de una línea vertical con $F(U) = 0.632$. Por tanto, el valor de c es el valor del eje y en el que se produce la intersección.

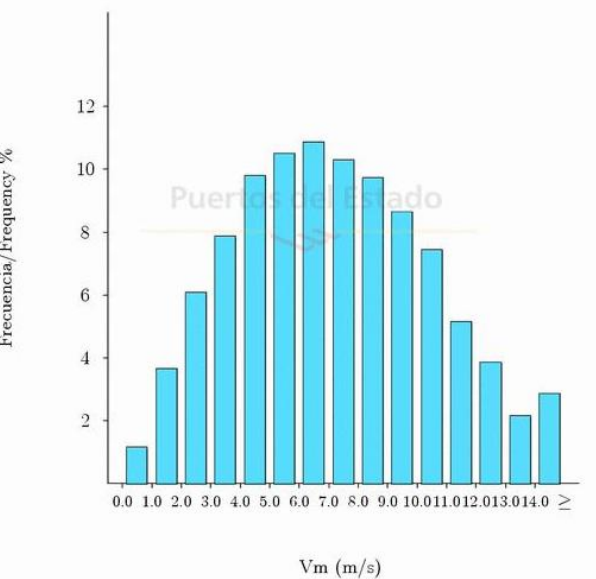
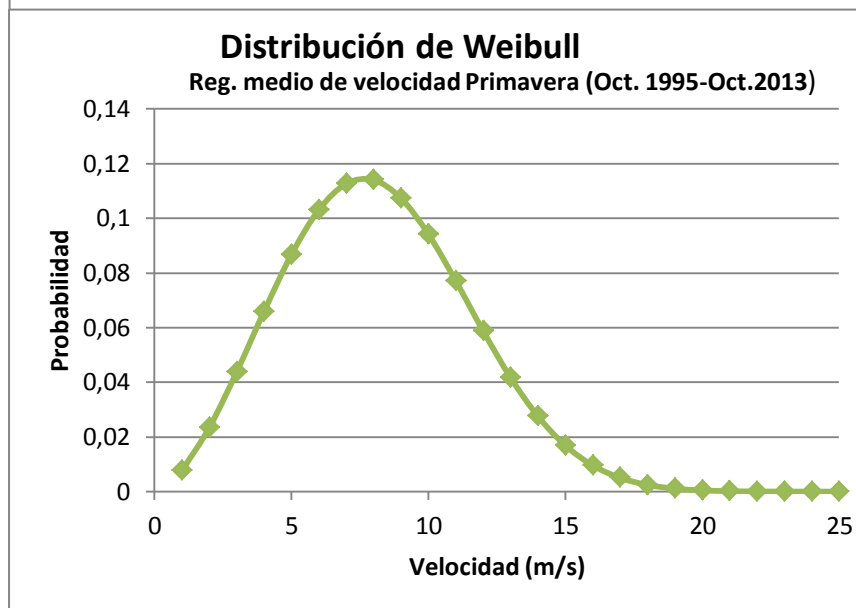
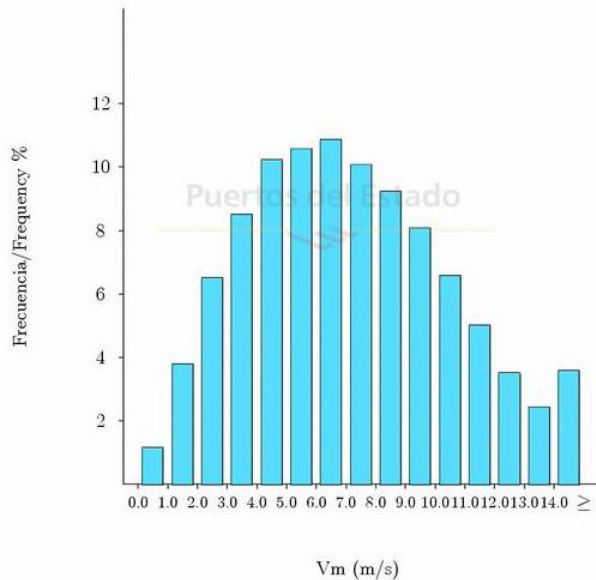
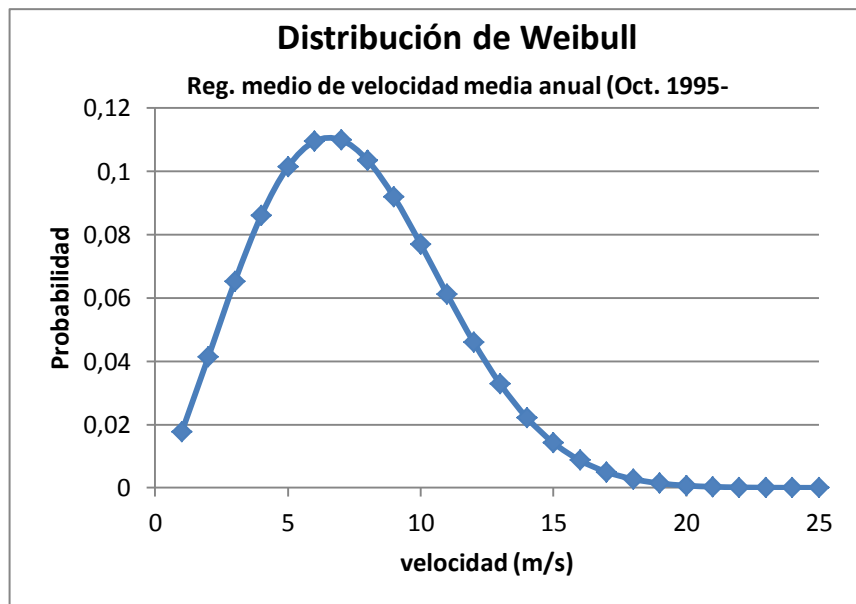
A continuación se presenta una tabla en la que se recogen los valores de k y c obtenidos de modo gráfico y que posteriormente son introducidos en la ecuación (3.3.23) para hallar la distribución de *Weibull*:

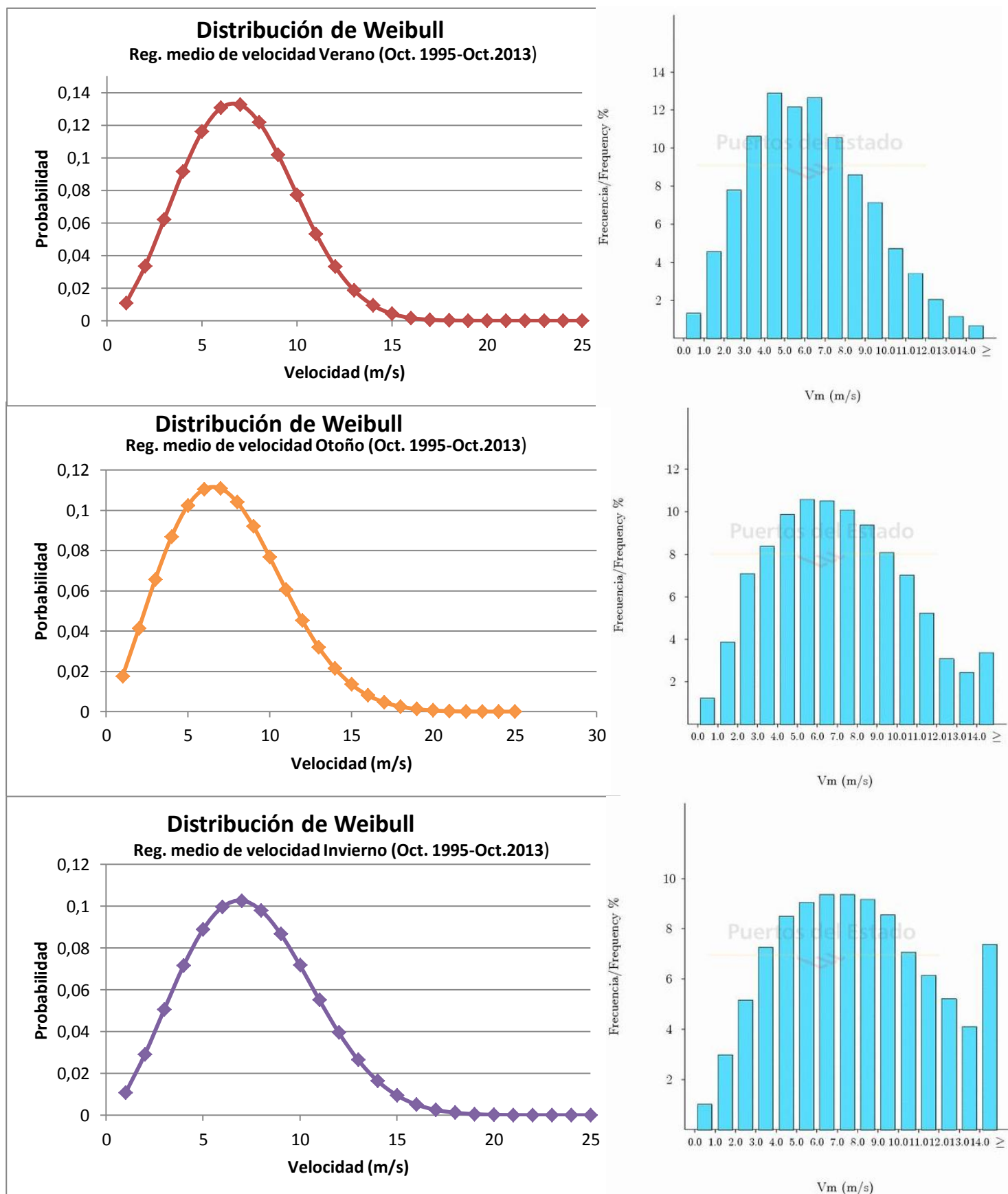
			Parámetros Weibull	
			K	C
Régimen Medio de Velocidad Media	ANUAL		2,27	8,47
	ESTACIONAL	Primavera	2,63	9,19
		Verano	2,65	7,94
		Otoño	2,28	8,42
		Invierno	2,48	9,19

Tabla 3.3 Parámetros de Weibull para el emplazamiento en estudio.

Conocidos los parámetros de k y c , se calculan las distribuciones *Weibull* para la velocidad media anual y estacional. De esta manera quedan cubiertas las variaciones de viento que se producen de manera Inter-anual (cuando se utiliza la media anual) y las variaciones anuales, pues se analiza cada una de las estaciones.

Como se reproduce a continuación, las distribuciones de viento se pueden superponer a los histogramas, cuyas barras son proporcionales a la frecuencia del valor representado, tal y como es sabido.



Figura 3.19. Distribución de *Weibull* del recurso eólico del emplazamiento del caso de estudio.

Los gráficos obtenidos permiten obtener una visión global del recurso eólico que existe en el emplazamiento. Muestran que las velocidades con mayor frecuencia son las próximas a la media calculada. Además, como ya se ha comentado, se puede ver que los valores de velocidad a los que se obtiene la potencia nominal del aerogenerador son mucho menos frecuentes.

Hasta este punto se han empleado los métodos estadísticos para evaluar el recurso eólico de la costa gallega en estudio. Sin embargo también son muy útiles para estimar la producción de energía de los aerogeneradores, y así completar los datos que se obtenían mediante el empleo directo de los datos. Para ello se recurre de nuevo a la distribución de *Weibull* que permite calcular la productividad de una máquina real:

Ya se dispone de la distribución de probabilidad de régimen de viento, $p(U)$, y también se conoce la curva de potencia del aerogenerador elegido, $P_w(U)$, por lo que se puede calcular la potencia media generada por la turbina mediante la expresión siguiente:

$$\bar{P}_w = \int_0^{\infty} P_w(U)p(U)dU \quad (3.3.24)$$

Si se aplica que la pendiente de la función de distribución acumulativa, $F(U)$, es igual a la función de densidad de probabilidad, $p(U)$ como indicaba la ecuación (3.3.20), queda:

$$\bar{P}_w = \int_0^{\infty} P_w(U)dF(U) \quad (3.3.25)$$

Entonces, si se sustituye la integral por un sumatorio de un conjunto de N datos de viento, se puede utilizar la ecuación sucesiva para calcular la potencia media del aerogenerador:

$$\bar{P}_w = \sum_{j=1}^N \left\{ \exp \left[-\left(\frac{U_j}{c} \right)^k \right] - \exp \left[-\left(\frac{U_j}{c} \right)^k \right] \right\} P_w \left(\frac{U_{j-1} + U_j}{2} \right) \quad (3.3.26)$$

Con esta ecuación se multiplica la probabilidad de cada intervalo de velocidad de viento (de la curva *Weibull*) por el valor obtenido de la curva de potencia del aerogenerador. Finalmente, se realiza la suma de todas las multiplicaciones para obtener la potencia disponible media (promedio). Aplicando la ecuación (3.3.26) para el emplazamiento de A Coruña, se obtiene:

$$\bar{P}_w = 2081,43 \text{ kW}$$

Es un valor inferior al que se obtenía al emplear los datos de manera directa, pero muy próximo al mismo por lo que las conclusiones son las mismas.

Una vez se conoce la potencia media disponible, se puede representar el coeficiente de potencia C_p que se definía en el capítulo 2, en el apartado de “Aspectos generales para la evaluación del recurso eólico” mediante la ecuación (2.1.13). A continuación se muestra el gráfico que representa dicho parámetro para el parque eólico estudiado:

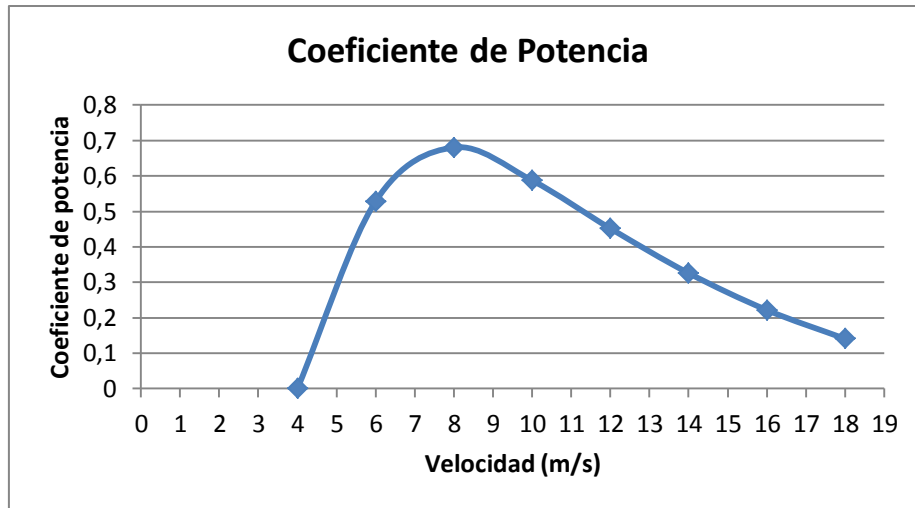


Figura 3.20. Coeficiente de Potencia del emplazamiento en estudio.

Se puede apreciar que este gráfico es erróneo y que no muestra el coeficiente de potencia real, ya que como se explicó en el capítulo 2, el coeficiente de potencia está acotado por el límite de *Bertz* que establece como máximo teórico de la energía aprovechable en un 59%. El error cometido en el gráfico es debido a que para su representación se utiliza la función de la curva de potencia del aerogenerador aproximada calculada. Precisamente en los valores de velocidad en los que se aprecia un error en el coeficiente de potencia, son los valores de velocidad en los que la representación de la función calculada está por encima de la curva real de potencia del aerogenerador (entre 6 y 9 m/s). Si se tiene en cuenta lo expuesto en el capítulo 2 y se observa la figura (2.5) presentada en el mismo, se puede considerar que el coeficiente de potencia máximo para un aerogenerador tripala, como el del caso de estudio, se da aproximadamente a una velocidad de 5 m/s. En ese caso, y según el gráfico obtenido el coeficiente de potencia sería próximo a 0,4. Por tanto el coeficiente de potencia del aerogenerador en estudio estaría dentro del rango de los aerogeneradores actuales.

3.3.1.2.3 Comprobación mediante la aplicación *Meteosim*

A modo de comprobación de algunos de los cálculos y datos que se han tenido en cuenta hasta el momento, se utiliza la herramienta *Metosim* que facilita IDAE. *Meteosim* proporciona los valores medios de la velocidad de viento y su dirección predominante en porcentaje en función de su frecuencia. Además, introduciendo la curva de potencia del aerogenerador seleccionado (G128-5.0 MW) en la página web de IDAE, la herramienta proporciona una aproximación de los MWh producidos en un año y las horas equivalentes de funcionamiento tomando un factor de pérdidas del 15%, que es el que recomienda la aplicación. A continuación se muestran los resultados obtenidos por *Meteosim*:

Distribución por direcciones a 80m.					
Coordenadas UTM(m): 38442,4818270					
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	4.93	5.379	1.86	6.268	1.928
NNE	10.26	7.142	7.72	8.139	2.116
NE	14.46	9.217	21.3	10.154	2.098
ENE	8.53	8.233	9.3	9.01	1.98
E	2.99	5.28	0.98	5.85	1.835
ESE	2.01	4.021	0.26	4.381	1.914
SE	1.92	4.578	0.41	5.047	1.801
SSE	2.41	5.41	0.77	5.901	1.913
S	5.2	8.019	6.2	8.993	1.825
SSW	10.59	9.454	17.85	10.658	2.123
SW	10.78	8.843	14	9.847	2.174
WSW	8.97	8.309	10.28	9.317	2.08
W	6.27	6.875	4.25	7.754	2.029
WNW	4.26	6.386	2.66	7.191	1.793
NW	3.25	5.051	1.13	5.807	1.727
NNW	3.18	4.944	1.03	5.79	1.803

Tabla 3.4. Velocidad media y distribución por direcciones a 80 m proporcionados por Meteosim

Como se puede observar en la Tabla 3.4, la dirección predominante en estas coordenadas es NE, con una frecuencia del 14,46%, aunque muy próximas en frecuencia están las direcciones SW, SSW y NNE con 10,78%, 10,59% y 10,26%, respectivamente. El resto de las direcciones presentan frecuencias sustancialmente inferiores. El viento procedente de las 4 direcciones mencionadas genera más de la mitad de la potencia anual (64,72%).

Con esta información se podría concluir que los aerogeneradores deberían estar orientados en la dirección NE, que como se puede ver es la dirección en la que la media de la velocidad es mayor y también la frecuencia. Sin embargo, al ser las direcciones siguientes con más frecuencia justo las opuestas a la principal, convendría que los aerogeneradores estuvieran dotados de un sistema de viraje con los cambios de dirección para aprovechar al máximo el recurso.

Cálculo horas equivalentes					
Coordenadas UTM(m): 38041,4817770					
Elevación (m): 0					
Rugosidad (m): 0.001 Weibull C (m/s): 8.52 Weibull K (m/s): 1.891					
Pérdidas (%): <input type="text" value="15"/>					
Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	<input type="text" value="0"/>	11	<input type="text" value="4500"/>	21	<input type="text" value="4350"/>
2	<input type="text" value="100"/>	12	<input type="text" value="4750"/>	22	<input type="text" value="4200"/>
3	<input type="text" value="200"/>	13	<input type="text" value="4900"/>	23	<input type="text" value="4000"/>
4	<input type="text" value="350"/>	14	<input type="text" value="5000"/>	24	<input type="text" value="3750"/>
5	<input type="text" value="600"/>	15	<input type="text" value="5000"/>	25	<input type="text" value="3550"/>
6	<input type="text" value="1000"/>	16	<input type="text" value="5000"/>	26	<input type="text" value="3350"/>
7	<input type="text" value="1500"/>	17	<input type="text" value="4950"/>	27	<input type="text" value="3200"/>
8	<input type="text" value="2400"/>	18	<input type="text" value="4900"/>	28	<input type="text" value="0"/>
9	<input type="text" value="3000"/>	19	<input type="text" value="4750"/>	29	<input type="text" value="0"/>
10	<input type="text" value="3750"/>	20	<input type="text" value="4600"/>	30	<input type="text" value="0"/>
18541.8584 Producción bruta (MWh/año)					
15780.5796 Producción neta (MWh/año)					

Tabla 3.5. Cálculo de horas equivalentes y producción de MWh por año realizado por Meteosim

La tabla 3.5 la aporta *Meteosim* al introducir en la página Web la curva de potencia del aerogenerador. Como se ve en la tabla, el cálculo aproximado de producción neta, considerando un 15% de pérdidas es de 15,76GWh/año. Aunque es muy probable que está producción sea superior, porque considerar un 15% de pérdidas puede ser demasiado al tratarse de una instalación *offshore* donde las pérdidas por turbulencias y obstáculos son inferiores a una instalación en tierra.

También se puede observar que la producción bruta de potencia anual es muy próxima a la energía producida por la máquina al cabo de un año, ya calculada. La diferencia son apenas 86 MW.

3.3.1.3 Turbulencia

La turbulencia en el viento es causa de la disipación de la energía cinética del viento en energía térmica mediante la creación y desaparición progresiva de pequeños remolinos o ráfagas. El viento turbulento puede tener una media aproximadamente constante cuando se observan periodos de más de una hora, pero se trata de un fenómeno bastante variable cuando se trabaja con periodos más cortos (minutos o menos). Al ser un fenómeno tan aleatorio, para caracterizarlo se utilizan propiedades estadísticas:

- Intensidad de la turbulencia.
- Función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento.
- Auto-correlación.
- Integral de la escala de tiempo/ longitud de escala.
- Función de densidad espectral de potencia.

Es importante tener en cuenta sucesos meteorológicos como ráfagas, tormentas... en definitiva, la turbulencia del viento, para estimar la carga máxima que podrán soportar los componentes de la aeroturbina y la vida útil del sistema que están sometidos a los efectos que provoca la turbulencia. También es importante considerarla a la hora de evaluar la calidad de la potencia obtenida y poder predecirla.

En este caso, se utilizará la intensidad de la turbulencia para caracterizar la turbulencia del viento en el emplazamiento seleccionado. Para ello se dispone de los datos de velocidad y dirección de las ráfagas de viento de la estación de Malpica. La estación de Malpica (latitud 43,43° y longitud -8,83°) es la más cercana al emplazamiento en estudio que proporciona este tipo de datos que son facilitados por La Xunta de Galicia. Se cuenta con datos desde el 14 de Julio de 2005, cuando se dio de alta esta estación.



Figura 3.21.
Localización
Estación de Malpica

La intensidad de La turbulencia se trata de la medida más básica para caracterizar este fenómeno. Se define como el ratio de desviación estándar de la velocidad del viento sobre la media. En este caso, la media y la desviación estándar deben calcularse sobre un periodo largo de tiempo, para que no afecten las fluctuaciones características de la turbulencia. Se dispone

de los datos medios diarios desde la inauguración de la estación hasta la actualidad. La intensidad de la turbulencia se define como:

$$IT = \frac{\sigma_U}{U} \quad (3.3.27)$$

Donde U es la media y σ_U es la desviación estándar dada por:

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{1}{N_s-1} \sum_{i=1}^{N_s} (u_i - U)^2} \quad (3.3.28)$$

La intensidad de la turbulencia, frecuentemente, se encuentra en un rango entre 0,1 y 0,4. La intensidad de la turbulencia suele ser mayor cuando los valores de velocidad de viento son bajos, pero está muy influenciado por las características del terreno o la superficie.

En el caso de estudio, se dispone de datos de velocidad media de la ráfaga a una altura de 10 m, por lo que antes de calcular la intensidad de la turbulencia, se aplica la ley de potencia para obtener los valores de la velocidad a la altura de la torre (en este caso 90 m, tal como se expone en el apartado en el que se describe el aerogenerador). Para ello se necesita calcular el exponente de la ley de potencia, α . Se utiliza la correlación que depende de la velocidad y de la altura porque la que depende de la rugosidad de la superficie está limitada a rugosidades de la superficie superiores a la del caso de estudio, por lo tanto se aplica la fórmula (3.3.13), obteniendo el valor de α para cada velocidad media a una altura de 10 m. A continuación se aplica la ley de potencia utilizando el α calculado, la velocidad media a 10 m, una altura de 10 m como referencia y una altura de 90 m como altura a la que queremos hallar la velocidad media de las ráfagas de viento.

Una vez referenciados los datos de velocidad media a una altura de 90 m se aplican las ecuaciones (3.3.27) y (3.3.28), obteniéndose los resultados que se exponen a continuación:

- $U = 18,88 \text{ m/s}$
- $\sigma_U = 6,19$
- $IT = 0,33$

Si se realizan los mismos cálculos, pero utilizando la ley de registro (ecuación 3.3.7) en vez de la ley de potencia con un valor de rugosidad de la superficie, $Z_0 = 0.0002$ (valor asumido igual al calculado en el parque eólico de *Vindeby*) se obtienen los resultados siguientes:

- $U = 17.04 \text{ m/s}$
- $\sigma_U = 6,92$
- $IT = 0,40$

Como se puede observar, el valor obtenido de intensidad de la turbulencia está dentro de los valores frecuentes, por lo que se puede concluir que la vida útil del sistema en el emplazamiento de estudio será similar a la de los componentes de otras instalaciones similares. La vida útil de un parque eólico *offshore*, como se expuso en el apartado de las ventajas de estas instalaciones, es superior al de un parque eólico terrestre y puede superar los 20 años, e incluso alcanzar los 30 años.

El cálculo de la Intensidad de la turbulencia se suele realizar para los valores de velocidad del viento medidos cada 10 minutos en el emplazamiento. En este caso se seleccionan los datos del 15 de agosto del 2014 al día 16 del mismo mes. Se lleva a cabo el mismo tratamiento de los datos que se ha descrito y se obtiene:

- $U = 8,97 \text{ m/s}$
- $\sigma_U = 6,54$
- $IT = 0,39$

Se comprueba que el resultado obtenido es muy próximo al que se obtenía calculando la Intensidad de la turbulencia con el valor de las velocidades media diaria de ráfaga del conjunto total de los datos.

Por otro lado, si se consultan los datos de dirección de procedencia de las ráfagas de viento, se observa que la dirección de la que proceden con más periodicidad es la dirección NE, por lo que cuando los aerogeneradores se orienten a dicha dirección, será cuando más sufran sus componentes.

3.3.2 Oleaje

Es necesario conocer los valores de la altura máxima de las olas que se alcanza en la zona para establecer la altura que debe tener la torre del aerogenerador, que tendrá que ser la suficiente para que las olas no choquen con las palas.

Para generar los campos de oleaje que proporciona Puertos del Estado se ha utilizado el modelo WAM. Dicho modelo es un modelo espectral de tercera generación que resuelve la ecuación de balance de energía. Trabaja en el Atlántico con una resolución de 0.25 grados (30 km). Según indica Puertos del Estado, los datos de oleaje deben considerarse, siempre, como datos en aguas abiertas y profundidades indefinidas.

En la tabla siguiente se recoge la altura máxima alcanzada en cada uno de los meses del año, desde el año 1958 hasta la actualidad, así como el periodo de pico y la dirección media de procedencia.

Hs:	Altura Significante /Significant Height	metros/meters				
Tp:	Periodo de Pico/Peak Period	segundos/seconds;				
Dir:	Dirección media de procedencia/Mean Direction, "coming from"	0= Norte/North; 90= Este/East				

Punto WANA 1045074 1958 - 2014 / WANA Point 1045074 1958 - 2014						
Mes/Month	Hs Max./Max. Hs	Tp	Dir	Año/Year	Día/Day	Hora/Hour
Enero/January	12.1	18.2	293	1986	02	09
Febrero/February	13.7	18.5	276	1979	12	21
Marzo/March	11.5	17.2	317	1976	13	03
Abril/April	9.9	16.4	283	1998	03	15
Mayo/May	7.6	15.6	329	1997	06	03
Junio/June	4.9	15.2	314	1959	07	09
Julio/July	5.2	12.2	282	1958	02	09
Agosto/August	5.0	12.0	284	1992	30	06
Septiembre/September	10.1	16.2	308	1991	28	18
Octubre/October	11.0	18.0	301	2003	31	12
Noviembre/November	11.3	18.0	287	2002	21	21
Diciembre/December	12.5	18.1	296	1965	24	18

Generado por/Generated by Puertos del Estado

Tabla 3.6. Tabla de alturas máximas de las olas por meses.

Como se puede ver en la tabla, la altura máxima alcanzada durante este periodo es 13,7 m, valor que se ha considerado a la hora de diseñar las torres de los aerogeneradores.

Los datos de oleaje también son importantes a la hora de seleccionar el tipo de cimentación de los aerogeneradores que se utilizará y el diseño de la misma, ya que el oleaje influye en los esfuerzos que tendrá que soportar la estructura, pero este tema no se trata en el presente proyecto.

3.3.3 Mareas

A lo largo del trabajo se ha ido describiendo el fenómeno de las mareas y en qué fases del proyecto se debe considerar. La altura que alcanza la marea se debe tener en cuenta, al igual que la altura de las olas, a la hora del diseño de la torre del aerogenerador para garantizar que en ningún momento la turbina sea alcanzada por el agua. También se deben tener en cuenta cuando se elija el tipo de cimentación sobre la que se instalarán los aerogeneradores y cuando se seleccione el cable submarino. Al subir la marea se aumenta la profundidad del emplazamiento (como ya se ha comentado se trata de una barrera tecnológica) y además las mareas provocan corrientes, no sólo superficiales sino también en otras zonas del océano, lo que influye en los esfuerzos sobre las estructuras.

Para el caso de estudio, los datos más próximos de mareas encontrados pertenecen a las costas de A Coruña. Se dispone de los datos diarios de altura máxima de la marea tanto a plenamar como a bajamar a lo largo del año 2013. Cuando se analizan los datos, se observa que el valor máximo de altura en metros fue de 4,90 el 13 de enero a las 11:15 a plenamar. Si bien, es cierto que a lo largo del todo el año los datos de altura de la marea son bastante similares, situándose en un rango de 3,5 a 4,5 m a plenamar y en un rango de 1 a 2,2 m a bajamar aproximadamente. Como se puede ver, estos valores son significativamente inferiores a los de la altura de las olas, por lo que se garantiza que el agua no alcanzará a la turbina.

En cuanto a la cimentación a utilizar en el caso de estudio, debido a la profundidad del emplazamiento (entre 40 y 50 m) y una vez analizados los datos de oleaje y de mareas, se puede concluir que las estructuras más adecuadas para el proyecto en cuestión son las de tipo trípode y la estructura jacket. Incluso, por seguridad lo más adecuado sería utilizar la estructura jacket, ya que admite profundidades algo superiores a las estructuras tipo trípode. Al ser la profundidad del emplazamiento prácticamente el límite para la instalación de las cimentaciones maduras con la tecnología de la que se dispone actualmente, podría ser una buena localización para instalar estructuras flotantes todavía en estudio. Aunque antes de llegar a esta conclusión, se deberían calcular los esfuerzos que soportaría la estructura, teniendo en cuenta las corrientes, mareas, oleajes, las características del suelo etc; esto se encuentra fuera de los objetivos del presente proyecto.

3.4 Diseño del parque

En este apartado se define el diseño final que tendrá el parque eólico del emplazamiento de las costas de A Coruña. Para ello se tienen en cuenta los principios que se mencionaban en el capítulo 2 para este fin y las rosas de los vientos del emplazamiento que se recogen en el anexo IV.

La primera incompatibilidad con el entorno que se presenta es la profundidad. En la costa gallega existe una plataforma de menor profundidad, en la que irán instalados los aerogeneradores, pero enseguida la profundidad aumenta a mayor distancia de la costa. Debido a la restricción que impone la tecnología actual de cimentaciones (40 o 50 m de profundidad) y la normativa vigente (distancia mínima a la costa de 8 km), el parque eólico sólo constará de una columna de aerogeneradores, tal y como muestra la figura 3.22.



Figura 3.22. Línea en la que se distribuyen los aerogeneradores y su longitud en metros.

Como se puede observar los aerogeneradores estarán distribuidos en una línea de 14,41 km (línea naranja).

Por otro lado, habrá que tener en cuenta la dirección predominante del viento, para lo que se utilizan las rosas de los vientos, ya mencionadas. En ellas se puede comprobar que la dirección del viento dominante para el emplazamiento es la dirección NE. En la imagen podemos observar que la dirección de la línea en la que se colocarán los aerogeneradores es próxima a la dirección NE, por lo que los aerogeneradores se dispondrán a una distancia 9 veces el diámetro del rotor para minimizar, en la medida de lo posible, el fenómeno de las estelas que se explicaba en el capítulo 2 (No hay que considerar la distancia en la dirección perpendicular a la dirección predominante, porque el parque consta de una única columna de aerogeneradores). Por tanto, conociendo que el diámetro del aerogenerador seleccionado es de 128 m, la distancia entre cada uno de ellos será 1,152 km. Teniendo en cuenta la distancia que habrá que respetar entre cada aerogenerador y la distancia de la que se dispone para su instalación, el parque constará de 12 aerogeneradores. Respetando las distancias mencionadas se supone que la matriz de pérdidas es inferior al 10%.

Cabe destacar que el hecho de que no se instale un número mayor de aerogeneradores es debido a las restricciones que presenta el emplazamiento en lo que se refiere a profundidad, pero sería de gran interés realizar una ampliación del parque en el momento en el que las estructuras flotantes alcancen su madurez para aprovechar en mayor medida el recurso eólico de la zona.

Para verificar en qué medida afecta la estela en el parque eólico del emplazamiento, a continuación se incluye el cálculo del déficit de velocidad que provoca la estela a su paso por el aerogenerador para la velocidad media del recurso y la velocidad máxima que se alcanzó en el año 2013. Para ello se calcula la velocidad U_x , donde X es la distancia que se considera de 1,15 km (distancia entre aerogeneradores). De modo que, U_x es la velocidad con la que llega el flujo de viento al aerogenerador contiguo. Para ello se despeja U_x de la ecuación (2.5.3) y queda:

$$U_x = U_0 \left[1 - \frac{(1 - \sqrt{1 - U_0})}{\left(1 + 2k \frac{X}{D}\right)^2} \right] \quad (3.4.1)$$

En la ecuación (3.4.1) se sustituyen los valores siguientes:

- U_0 (velocidad inicial del flujo): como ya se ha introducido se considerará tanto la velocidad media del emplazamiento, como la máxima registrada en el periodo de 2013.
- D (diámetro del rotor): 128 m
- X (distancia entre aerogeneradores): 1.152 m
- K (constante de desintegración de la estela): 0,11
- C_T (coeficiente de empuje): para determinar el coeficiente de empuje se utiliza la gráfica de la figura (2.13) del capítulo 2. Para entrar en la gráfica y hallar el C_T , se necesita conocer la razón de velocidades en la hélice, λ , para el caso de estudio. Como ya se introdujo en el capítulo 2, λ viene determinada por:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{v_1} \quad (3.4.2)$$

Siendo:

- Ω : la velocidad angular del rotor. Las palas de un aerogenerador suelen girar a una velocidad de entre 15 y 40 rpm. Los aerogeneradores de mayor tamaño giran más lentamente que los pequeños porque su longitud de pala es mayor. Es por ello que en este caso se consideran 15 rpm, que equivale a $\frac{\pi}{4} \text{ rad/s}$. Es importante mencionar que a pesar de haber seleccionado este valor, los aerogeneradores de Gamesa disponen de velocidad variable de giro produciendo de manera estable a la frecuencia de la red.
- R : el radio del rotor (64 m).
- v_1 : velocidad lejana del rotor.

De manera que se obtiene un valor de λ de:

- $\lambda = 4.27$ cuando se considera el valor medio de la velocidad en el emplazamiento ($v_1 = 7,83 \text{ m/s}$)
- $\lambda = 6.41$ para el valor máximo de la velocidad en 2013 ($v_1 = 23,5 \text{ m/s}$).

Una vez conocido el valor de λ se puede entrar en el gráfico y hallar el coeficiente de empuje para cada caso:

Velocidad media del emplazamiento: $C_T = 0,5$

Velocidad máxima en 2013: $C_T = 0,8$

Cuando son conocidos todos los parámetros que intervienen en la ecuación (3.4.1), se sustituyen obteniéndose la velocidad U_x para cada hipótesis:

Velocidad media del emplazamiento: $U_x = 7,22 \text{ m/s}$

Velocidad máxima en 2013: $U_x = 22,7 \text{ m/s}$

Como se puede observar existen pérdidas, ya que la velocidad incidente del flujo en la turbina adyacente, una vez se ha superado el primer aerogenerador, es inferior. Aunque. Si bien es cierto, esta disminución de velocidad no es muy significativa, siendo próxima al 10% en ambos casos.

Si se considera un 10% de pérdidas y se aplica en la producción de energía bruta al año se obtiene la producción neta, cuyo valor es:

$$E_{W_{NETA}} = 16764,77 \text{ MWh/año}$$

A continuación se incluye una tabla que resume características generales más importantes del parque eólico que se han ido tratando a lo largo del capítulo:

Parámetro	Valor
Potencia nominal de los aerogeneradores	5 MW
Nº de aerogeneradores	12
Potencia total del parque	60 MW
Energía total del parque (en bruto)	223,53 GWh/año
Energía total del parque (con 10% de pérdidas)	201,18 GWh/año
Horas equivalentes-netas al año	3725,51 horas
Altura total	90 m
Distancia a la costa	8 km
Profundidad	40-50 m
Dirección predominante del viento	NE
Estructura	Jacket

Tabla 3.7. Resumen de las principales características del parque eólico.

CAPÍTULO 4. Evaluación económica del campo marino

En el presente capítulo se lleva a cabo el análisis económico del proyecto para proporcionar la información necesaria sobre la viabilidad económica del mismo, es decir, para determinar su rentabilidad cuando consideramos el sistema de energía como una inversión que genera ingresos, y así poder comparar el proyecto con otras alternativas de inversión.

Para poder abordar el asunto de la rentabilidad, previamente se debe conocer la producción anual, como es este caso. Además, por un lado, se deben estimar costes de generación que engloban los costes de fabricación, instalación, operación y mantenimiento, y de financiación, entre otros; y por otro lado, considerar el valor de mercado de la energía producida, tal y como se muestra en la figura (4.1):

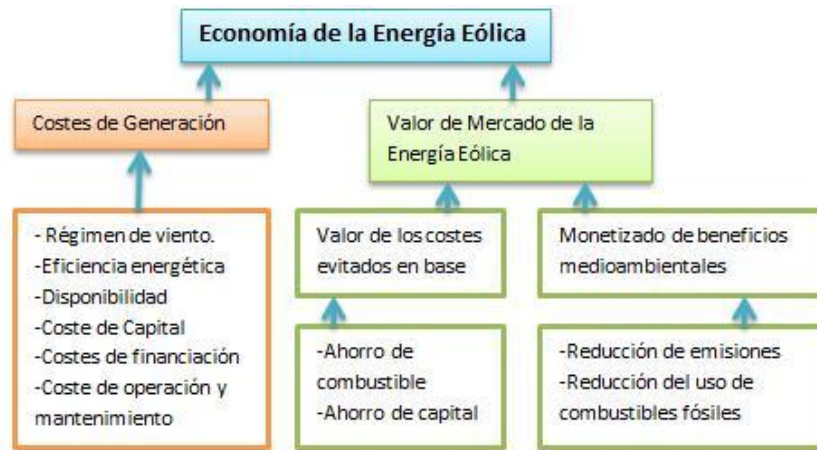


Figura 4.1. Factores a tener en cuenta en la economía de la Energía Eólica.

Con el fin de determinar la rentabilidad del proyecto, en este capítulo se emplean diversos indicadores económicos como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), que se definen a continuación:

- VAN (Valor Actual Neto): se define como la diferencia entre el valor actualizado de los cobros y de los pagos generados por una inversión. Proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto analizado en valor absoluto, es decir, expresa la diferencia entre el valor actualizado de las unidades monetarias cobradas y pagadas.

$$VAN = -A + \frac{F_1}{(1+r)} + \frac{F_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{F_N}{(1+r)^N} \quad (4.1)$$

- TIR (Tasa de rentabilidad interna o tasa interna de retorno): es la rentabilidad mínima para que un proyecto sea rentable al cabo de N años.

$$TIR = -A + \frac{F_1}{(1+r)} + \frac{F_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{F_N}{(1+r)^N} = 0 \quad (4.2)$$

El valor de “ r ” proporciona una medida de la rentabilidad de la inversión. Para decidir se realiza la inversión se debe comparar esta tasa de rentabilidad con el tipo de interés de mercado (i):

- a) Si $r > i \rightarrow$ conviene realizar la inversión, ya que se obtiene una rentabilidad superior a la del mercado. El VAN dará un valor positivo.
- b) Si $r = i \rightarrow$ La inversión es indiferente, ni se ganará ni se perderá.
- c) Si $r < i \rightarrow$ La inversión no interesa ejecutarla, ya que la rentabilidad que se podría obtener es inferior a la del mercado.

Para realizar el estudio financiero se efectuarán diversas hipótesis porque los ingresos reales y el coste final de la instalación no se conocerán hasta llevar a cabo el proyecto, y por tanto, se basará en estimaciones.

Como ya se ha comentado en otros apartados del presente proyecto la vida útil de un parque eólico marino es superior a 20, llegando a vidas útiles en torno a 30 años, por lo que para el estudio económico se considerará un periodo de tiempo de 25 años.

A continuación se presentan los parámetros que habrá que tener en cuenta para realizar el estudio económico.

4.1 Parámetros del estudio económico

4.1.1 Inversión Inicial

4.1.1.1 Aerogeneradores

Se realizó una consulta a Gamesa pero no proporcionaron el precio de sus aerogeneradores. A pesar de ello, y tras revisar la literatura disponible, se puede estimar que el precio ronda el millón de euros por MW.

Aerogenerador	
Nº total de aerogeneradores	12
Potencia de cada aerogenerador	5 MW
Coste por MW instalado aprox.	1.000.000 €
Coste total	60.000.000 €

Tabla 4.1. Inversión en aerogeneradores.

Cabe destacar, que el precio de los aerogeneradores, incluyendo su mano de obra y su montaje, está influenciado, hasta cierto punto, por economías de escala. La cantidad de mano de obra que participa en la construcción de una máquina de tamaño inferior no es muy diferente de la que hace falta para construir un aerogenerador de mayor tamaño. Además, la cantidad de electrónica necesaria para hacer funcionar una máquina pequeña o una grande es aproximadamente la misma. También se pueden aplicar economías de escala en aspectos

como visitas de mantenimiento cada seis meses, vigilancia y administración, etc. (*Danish Wind Industry Association*).

4.1.1.2 Conexión a la red

Los costes medios de conexión a la red por MW instalado según el “*Estudio macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España*” llevado a cabo por *Deloitte* es de 362.000 €/MW.

Conexión a la red	
Potencia total del parque	60 MW
Coste por MW instalado aprox.	362.000 €
Coste total	21.720.000 €

Tabla 4.2. Inversión en conexión a la red y evacuación.

4.1.1.3 Cimentaciones

Las cimentaciones seleccionadas en el presente proyecto son estructuras Jacket. El coste de este tipo de cimentación es muy elevado, siendo aproximadamente de 3,5 millones de € la unidad. Por tanto, el coste a asumir en cimentaciones para el total del parque es el que se presenta en la tabla (4.3):

Cimentaciones	
Nº total de aerogeneradores	12
Coste de Estructura Jacket (Unidad)	3.500.000 €
Coste total	42.000.000 €

Tabla 4.3. Inversión en estructuras Jacket.

4.1.1.4 Sistemas auxiliares

En este grupo se incluyen aquellos sistemas que son necesarios para el correcto funcionamiento del parque y que no se han incluido en las categorías anteriores. Entre ellos, es importante mencionar: El sistema protección catódica y pinturas anticorrosión, el sistema de emergencia, el sistema de señales, etc.

Sistemas auxiliares	
Nº total de aerogeneradores	12
Coste de sistema de emergencia (Unidad)	85.000 €
Coste de sistema de señales y comunicaciones (Unidad)	35.000 €
Coste total (Unidad)	120.000 €
Coste protección catódica + recubrimientos (Total)	900.000 €
Coste total	2.340.000 €

Tabla 4.4. Inversión en sistemas auxiliares.

4.1.1.5 Ingeniería y estudios previos

Se considera un 6% de la inversión inicial total, por lo que tiene un valor aproximado de 9.000.000 €.

La tabla que se muestra a continuación resume los conceptos implicados en el proyecto que se han ido analizando, así como su coste total y el presupuesto aproximado final de la inversión inicial.

Coste final de la inversión inicial	
Aerogeneradores	60.000.000 €
Conexión a la red	21.720.000 €
Cimentaciones	42.000.000 €
Sistemas auxiliares	2.340.000 €
Ingeniería y estudios previos	9.000.000 €
Coste total	135.060.000 €

Tabla 4.5. Presupuesto aproximado final de la inversión inicial.

4.1.2 Costes

En este apartado se tienen en cuenta los costes anuales asociados al parque eólico, tanto fijos como operativos (o variables).

- Costes fijos: Son costes anuales que no están relacionados con el nivel de operación. Se deben pagar independientemente de la energía producida.
- Costes variables: Dependen directamente de la energía generada.

Los principales costes son los costes de operación y los costes de mantenimiento. Se pueden considerar costes de operación los seguros y los impuestos. En cuanto a los costes de mantenimiento, cabe destacar los costes de los controles rutinarios, el mantenimiento periódico, la limpieza de las palas, el mantenimiento del equipo eléctrico, y los costes de mantenimiento no programado. Es importante mencionar, que es previsible que los costes de mantenimiento crezcan a medida que aumente la antigüedad de la instalación.

En el presente proyecto se sigue la recomendación del Ministerio de Industria que fija los gastos totales en 0,01 € por cada kilovatio hora producido por el parque. Por lo que si, tal como se presentaba en el capítulo anterior, la producción anual del parque es de 201,18 GWh/año, los gastos anuales de operación y mantenimiento del parque serán de 2.011.772,4 € al año.

Costes de operación y mantenimiento anuales	2.011.722,4 €
---	---------------

Tabla 4.6. Costes de Operación y Mantenimiento anuales.

4.1.3 Financiación

La financiación más común es el pago de un 20% de la inversión mediante fondos propios y abordar el pago del 80% restante mediante la financiación externa a través de un banco o inversores.

El interés fijo cobrado por la entidad financiera será de un 7,23% para el plazo de 20 años de devolución y con 2 años de carencia. También existe un interés variable fijado en un 5,95 % (los valores de interés mencionados, son los tipos de interés máximos fijados) (ICO, Ministerio de economía y competitividad).

En la tabla siguiente se resumen los parámetros de la financiación y los pagos que se llevarán a cabo durante los 20 años de plazo de devolución.

Financiación	
Valor del préstamo	108.048.000 €
Años	20
Interés fijo	7,23%
Porcentaje de préstamo sobre la inversión	80%
Cuota anual	5.402.400 €

Tabla 4.7. Condiciones de la financiación.

Año	Capital pendiente	Cuota anual	Variabilidad	Interés	Interés anual	Servicio de la Deuda
1	108.048.000 €	5.402.400 €	0%	0%	0 €	5.402.400 €
2	102.645.600 €	5.402.400 €	0,00%	0,00%	0 €	5.402.400 €
3	97.243.200 €	5.402.400 €	5,95%	7,23%	7.030.683 €	12.433.083 €
4	91.840.800 €	5.402.400 €	5,95%	7,66%	7.035.175 €	12.437.575 €
5	86.438.400 €	5.402.400 €	5,95%	8,12%	7.015.311 €	12.417.711 €
6	81.036.000 €	5.402.400 €	5,95%	8,60%	6.968.177 €	12.370.577 €
7	75.633.600 €	5.402.400 €	5,95%	9,11%	6.890.598 €	12.292.998 €
8	70.231.200 €	5.402.400 €	5,95%	9,65%	6.779.118 €	12.181.518 €
9	64.828.800 €	5.402.400 €	5,95%	10,23%	6.629.977 €	12.032.377 €
10	59.426.400 €	5.402.400 €	5,95%	10,84%	6.439.089 €	11.841.489 €
11	54.024.000 €	5.402.400 €	5,95%	11,48%	6.202.014 €	11.604.414 €
12	48.621.600 €	5.402.400 €	5,95%	12,16%	5.913.930 €	11.316.330 €
13	43.219.200 €	5.402.400 €	5,95%	12,89%	5.569.608 €	10.972.008 €
14	37.816.800 €	5.402.400 €	5,95%	13,65%	5.163.375 €	10.565.775 €
15	32.414.400 €	5.402.400 €	5,95%	14,47%	4.689.082 €	10.091.482 €
16	27.012.000 €	5.402.400 €	5,95%	15,33%	4.140.069 €	9.542.469 €
17	21.609.600 €	5.402.400 €	5,95%	16,24%	3.509.122 €	8.911.522 €
18	16.207.200 €	5.402.400 €	5,95%	17,20%	2.788.436 €	8.190.836 €
19	10.804.800 €	5.402.400 €	5,95%	18,23%	1.969.565 €	7.371.965 €
20	5.402.400 €	5.402.400 €	5,95%	19,31%	1.043.377 €	6.445.777 €
Total						203.824.707 €

Tabla 4.8. Pagos en el plazo de devolución.

4.1.4 Amortizaciones

Para establecer las amortizaciones se consulta la Tabla Oficial de Coeficientes de Amortización aprobada por el RD 1777/2004. En ella se establece que el coeficiente lineal máximo de amortización anual para las centrales eólicas es del 8% y el periodo máximo de 25 años.

La cantidad a amortizar será la inversión inicial más los intereses de financiación, lo que hace un total de 190.072.639 €. Por tanto la amortización anual fija será el 8% de dicha cantidad:

Amortización anual fija 15.205.811,12€

Tabla 4.9. Amortización anual fija del parque eólico.

Amortizando esta cantidad cada año, el total de la inversión del parque eólico junto con los intereses de financiación sería amortizado a los 12,5 años.

4.1.5 Ingresos

Para calcular los ingresos totales que se obtendrán de la venta de energía producida por el parque hay que tener en cuenta múltiples factores, como el precio de mercado de la energía, las primas, etc. Una vez conocidos estos factores, se podrá calcular la retribución total que aporta el parque, entendiendo como retribución, el pago que se percibirá.

La retribución total viene dada por la ecuación (4.1.1):

$$R_{TOTAL} = R_{FACTURACIÓN} + C_{ER} \quad (4.1.1)$$

Siendo:

R_{TOTAL} : La retribución total percibida por la venta de energía eólica (€).

$R_{FACTURACIÓN}$: La retribución por facturación (€).

C_{ER} : La compensación por energía Reactiva (€).

A continuación se calculan cada uno de los sumandos que intervienen en la ecuación (4.1.1):

4.1.5.1 Retribución por facturación

Para calcular la retribución por facturación se necesita conocer el precio medio ponderado de la energía, la prima de referencia para la energía eólica y la energía producida, tal como expresa la ecuación (4.1.2):

$$R_{FACTURACIÓN} = (\text{Precio medio} + \text{Prima de Referencia}) \times E_{WNETA} \quad (4.1.2)$$

- El precio medio ponderado es el precio al que se paga la energía en España (c€/kWh). Su valor se puede obtener de la página web de REE. Al ser un dato que varía con frecuencia, para el estudio consideraremos el valor medio que se dio en 2013: 5,619 c€/kWh.
- La prima de referencia se puede encontrar en el anexo IV, apartado 3 del Boletín Oficial del Estado número 315 de Diciembre de 2011. Se trata de una actualización que se aplica al RD 611/2007. En la figura 4.2 se observa cual es la prima que corresponde a este tipo de instalaciones:

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 30 años	48,8743			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 30 años	46,3348			
		10<P≤50 MW	primeros 30 años	25,4997			
	b.1.2		primeros 25 años	29,8957	28,1894	38,1751	28,1936
			a partir de entonces	23,9164	22,5515		
	b.2		primeros 20 años	8,1270	2,0142	9,4273	7,9103
b.2	b.2.1		a partir de entonces	6,7921			
	b.2.2*				9,3557	18,2009	
b.3			primeros 20 años	7,6467	4,2667		
			a partir de entonces	7,2249	3,3960		

Figura 4.2. Prima de referencia para instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial (c€/kWh).

- La energía producida, es la calculada en el capítulo 3: 201,18 GWh/año

Una vez conocidos los parámetros necesarios, se aplica la ecuación (4.1.2), y se obtiene:

$$R_{FACTURACIÓN} = 30.125.688 \text{ €/año}$$

4.1.5.2 Compensación por energía reactiva

Para calcular la compensación por energía reactiva se aplica la siguiente ecuación:

$$C_{ER} = \text{Complemento por Energía Reactiva (c€/kWh)} \times \text{Bonificación (\%)} \times (h_{útiles}/h_{año}) \quad (4.1.3)$$

- El complemento por energía reactiva se obtiene del, ya mencionado, Boletín Oficial del Estado nº 315 del 31 de Diciembre de 2011, del artículo 7, punto 6, que se reproduce a continuación:

“6. Se revisa el valor del complemento por energía reactiva, quedando fijado en 8,7022 c€/kWh, para su aplicación a partir del 1 de enero de 2012, en los términos establecidos en el artículo 29.1 del Real decreto 661/2007, de 25 de mayo.”

- Para determinar la bonificación se revisa el Anexo V del BOE número 126 del 26 de mayo de 2007. Si se mantiene fijo el factor de potencia en 1, la bonificación es la resaltada en la figura siguiente:

Tipo de Factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	$F_p < 0,95$	-4	-4	8
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	-3	0	6
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	-2	0	4
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	-1	0	2
	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	1.00	0	4	0
Capacitivo	$1,00 > F_p \geq 0,98$	0	2	0
	$0,98 > F_p \geq 0,97$	2	0	-1
	$0,97 > F_p \geq 0,96$	4	0	-2
	$0,96 > F_p \geq 0,95$	6	0	-3
	$F_p < 0,95$	8	-4	-4

Figura 4.3. % de Bonificación por Energía Reactiva.

- Las horas útiles son el número de horas efectivas de la instalación que, tal como se indicaba en el capítulo 3, para el caso de estudio son: 3725,51 horas

De manera que, aplicando la ecuación (4.1.3), se obtiene:

$$C_{ER} = 0,148 \text{ c€/kWh}$$

Si se multiplica por la energía total anual del parque (201.177,24 MWh/año), se obtiene la compensación por Energía reactiva anual:

$$C_{ER} = 297.817 \text{ €/año}$$

Una vez conocida la retribución por facturación y la compensación por energía reactiva, aplicando la ecuación (4.1.1), se obtiene la retribución total anual:

$$R_{TOTAL} = R_{FACTURACIÓN} + C_{ER} = 30.423.505 \text{ €/año}$$

En la tabla siguiente, se resumen todos los factores considerados para el cálculo de los ingresos anuales llevados a cabo en este apartado:

Ingresos		
Retribución por Facturación	Precio medio ponderado (c€/kWh)	5,619
	Prima de referencia (c€/kWh)	9,335
	Retribución por facturación (c€/kWh)	14,954
	Retribución por facturación (€)	30.125.688
Compensación por Energía reactiva	Complemento por ER (c€/kWh)	8,7022
	Bonificación (%)	4%
	Horas útiles	3725,51
	Horas al año	8760
	C _{ER} (c€/kWh)	0,148
	C _{ER} (€)	297.817
Ingresos anuales totales		30.423.505 €

Tabla 4.10. Resumen de los ingresos totales anuales.

4.2 Flujos de caja e indicadores económicos

Una vez determinados cada uno de los parámetros necesarios para llevar a cabo el estudio económico se pueden determinar los flujos de caja de cada año de la vida útil de la instalación.

Para ello es necesario tener en cuenta el tipo impositivo que afecta a los parques eólicos. Según AEE (Asociación Empresarial Eólica) el tipo impositivo es del 6%. Aunque puede que en esta cifra no estén incluidos la totalidad de los impuestos, será el valor que se aplique como referencia a los Beneficios Antes de Impuestos (BAT) en el presente proyecto para calcular la parte de los ingresos que irá destinada al pago de impuestos (T. BAT).

En la tabla (4.11) se presenta la cuenta de resultados con los flujos de caja anuales, construida a partir de los datos anteriores:

Año	Ingresos (€)	Costes O&M (€)	Pago de la deuda (€)	Amortización (€)	BAT (€)	T. BAT (€)	Flujo de caja (€)
1	30.423.505	2.011.722,40	5.402.400	15.205.811,12	7.803.571,48	468.214,29	22.541.168,31
2	30.423.505	2.011.722,40	5.402.400	15.205.811,12	7.803.571,48	468.214,29	22.541.168,31
3	30.423.505	2.011.722,40	12.433.083	15.205.811,12	772.888,48	46.373,31	15.932.326,29
4	30.423.505	2.011.722,40	12.437.575	15.205.811,12	768.396,48	46.103,79	15.928.103,81
5	30.423.505	2.011.722,40	12.417.711	15.205.811,12	788.260,48	47.295,63	15.946.775,97
6	30.423.505	2.011.722,40	12.370.577	15.205.811,12	835.394,48	50.123,67	15.991.081,93
7	30.423.505	2.011.722,40	12.292.998	15.205.811,12	912.973,48	54.778,41	16.064.006,19
8	30.423.505	2.011.722,40	12.181.518	15.205.811,12	1.024.453,48	61.467,21	16.168.797,39
9	30.423.505	2.011.722,40	12.032.377	15.205.811,12	1.173.594,48	70.415,67	16.308.989,93
10	30.423.505	2.011.722,40	11.841.489	15.205.811,12	1.364.482,48	81.868,95	16.488.424,65
11	30.423.505	2.011.722,40	11.604.414	15.205.811,12	1.601.557,48	96.093,45	16.711.275,15
12	30.423.505	2.011.722,40	11.316.330	15.205.811,12	1.889.641,48	113.378,49	16.982.074,11
13	30.423.505	2.011.722,40	10.972.008	15.205.811,12	2.233.963,48	134.037,81	17.305.736,79
14	30.423.505	2.011.722,40	10.565.775	15.205.811,12	2.640.196,48	158.411,79	17.687.595,81
15	30.423.505	2.011.722,40	10.091.482	15.205.811,12	3.114.489,48	186.869,37	18.133.431,23
16	30.423.505	2.011.722,40	9.542.469	15.205.811,12	3.663.502,48	219.810,15	18.649.503,45
17	30.423.505	2.011.722,40	8.911.522	15.205.811,12	4.294.449,48	257.666,97	19.242.593,63
18	30.423.505	2.011.722,40	8.190.836	15.205.811,12	5.015.135,48	300.908,13	19.920.038,47
19	30.423.505	2.011.722,40	7.371.965	15.205.811,12	5.834.006,48	350.040,39	20.689.777,21
20	30.423.505	2.011.722,40	6.445.777	15.205.811,12	6.760.194,48	405.611,67	21.560.393,93
21	30.423.505	2.011.722,40	0	15.205.811,12	13.205.971,48	792.358,29	27.619.424,31
22	30.423.505	2.011.722,40	0	15.205.811,12	13.205.971,48	792.358,29	27.619.424,31
23	30.423.505	2.011.722,40	0	15.205.811,12	13.205.971,48	792.358,29	27.619.424,31
24	30.423.505	2.011.722,40	0	15.205.811,12	13.205.971,48	792.358,29	27.619.424,31
25	30.423.505	2.011.722,40	0	15.205.811,12	13.205.971,48	792.358,29	27.619.424,31

Tabla 4.11. Resumen de cuentas, flujos de caja anuales.

4.2.1 VAN

Una vez obtenidos los flujos de caja se puede calcular el VAN. Para ello, como ya se introducía es necesario actualizar el valor de los flujos de caja. Para este fin, se aplican la tasa de interés y la tasa de inflación. Se utilizan los datos de junio de 2014 en el que el valor de la tasa de interés era del 0,15% y la tasa de inflación del 0,086% (BCE, Banco Central Europeo). Cuando ya se han actualizado los flujos de caja se aplica la ecuación (4.1). En la tabla siguiente se presentan los resultados obtenidos tras llevar a cabo el proceso descrito:

Año	Flujo de caja (€)	Denominador inflación	Flujo de caja con inflación	Denominador del VAN (aplicando la tasa de interés)	Sumandos del VAN
1	22.541.168,31	1,00	22.521.799,56	1,00150	22.488.067,46
2	22.541.168,31	1,00	22.502.447,46	1,00300	22.435.091,70
3	15.932.326,29	1,00	15.891.291,49	1,00451	15.819.994,68
4	15.928.103,81	1,00	15.873.428,74	1,00601	15.778.544,25
5	15.946.775,97	1,00	15.878.381,39	1,00752	15.759.827,56
6	15.991.081,93	1,01	15.908.815,75	1,00903	15.766.385,10
7	16.064.006,19	1,01	15.967.632,68	1,01055	15.800.973,99
8	16.168.797,39	1,01	16.057.985,34	1,01206	15.866.583,73
9	16.308.989,93	1,01	16.183.299,44	1,01358	15.966.454,48
10	16.488.424,65	1,01	16.347.292,61	1,01510	16.104.094,12
11	16.711.275,15	1,01	16.553.999,19	1,01662	16.283.300,58
12	16.982.074,11	1,01	16.807.794,86	1,01815	16.508.183,79
13	17.305.736,79	1,01	17.113.418,40	1,01968	16.783.184,59
14	17.687.595,81	1,01	17.476.004,46	1,02121	17.113.104,26
15	18.133.431,23	1,01	17.901.111,53	1,02274	17.503.129,02
16	18.649.503,45	1,01	18.394.752,52	1,02427	17.958.856,95
17	19.242.593,63	1,01	18.963.432,57	1,02581	18.486.331,65
18	19.920.038,47	1,02	19.614.181,22	1,02735	19.092.070,00
19	20.689.777,21	1,02	20.354.596,24	1,02889	19.783.101,22
20	21.560.393,93	1,02	21.192.882,81	1,03043	20.567.000,76
21	27.619.424,31	1,02	27.125.305,27	1,03198	26.284.795,85
22	27.619.424,31	1,02	27.101.997,55	1,03352	26.222.876,03
23	27.619.424,31	1,02	27.078.709,86	1,03508	26.161.102,08
24	27.619.424,31	1,02	27.055.442,18	1,03663	26.099.473,66
25	27.619.424,31	1,02	27.032.194,49	1,03818	26.037.990,41
				sumatorio flujos de caja(actualizados)	482.670.517,93
				VAN	347.610.517,93

Tabla 4.12. Flujos de caja actualizados y cálculo del VAN.

Como se puede observar el VAN es positivo, por lo que se recupera la inversión inicial y además se obtiene una rentabilidad de ella. En este caso, se puede observar que la rentabilidad es muy elevada (la suma de los flujos de caja triplica el valor de la inversión inicial). Esto es debido a que la tasa de interés actual es muy baja, dicho coloquialmente, “el dinero es muy barato”.

4.2.2 TIR

Para hallar la Tasa de rentabilidad interna, se aplica la ecuación (4.2) y se obtiene una rentabilidad mínima de:

$$r = 13\%$$

De manera que como r es mayor que la tasa de interés del mercado (0,15%), se puede concluir que conviene realizar la inversión porque se obtiene una rentabilidad superior a la del mercado.

4.2.3 Plazo de recuperación o “pay back”

El plazo de recuperación permite valorar inversiones en función del tiempo que se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. Es muy útil para tener una idea del tiempo que tendrá que pasar para recuperar el dinero invertido, pero es solo orientativo ya que se emplean los flujos de caja sin actualizar, es decir, sin tener en cuenta el valor temporal del dinero.

Año	Flujo de caja (€)	Flujos de Caja acumulados
0	-135.060.000	-135.060.000
1	22.541.168,31	-112.518.831,69
2	22.541.168,31	-89.977.663,38
3	15.932.326,29	-74.045.337,09
4	15.928.103,81	-58.117.233,28
5	15.946.775,97	-42.170.457,31
6	15.991.081,93	-26.179.375,38
7	16.064.006,19	-10.115.369,19
8	16.168.797,39	6.053.428,20
9	16.308.989,93	22.362.418,13
10	16.488.424,65	38.850.842,78
11	16.711.275,15	55.562.117,93
12	16.982.074,11	72.544.192,04
13	17.305.736,79	89.849.928,83
14	17.687.595,81	107.537.524,64
15	18.133.431,23	125.670.955,87
16	18.649.503,45	144.320.459,32
17	19.242.593,63	163.563.052,95
18	19.920.038,47	183.483.091,42
19	20.689.777,21	204.172.868,63
20	21.560.393,93	225.733.262,56
21	27.619.424,31	253.352.686,87
22	27.619.424,31	280.972.111,18
23	27.619.424,31	308.591.535,49
24	27.619.424,31	336.210.959,80
25	27.619.424,31	363.830.384,11

Tabla 4.13. Plazo de recuperación de la inversión.

Como se puede observar, teniendo en cuenta los flujos de caja, la recuperación de la inversión se produciría aproximadamente en el octavo año.

4.3 Valor de Mercado de la Energía Eólica

Hasta el momento, en el presente capítulo se ha tratado lo relacionado con los costes de generación, pero también es importante considerar el valor de la energía eólica como el ahorro que se deriva del uso de este tipo de energía, en lugar de otras alternativas. Para ello, se entiende por ahorro los costes que se evitan utilizando la energía eólica en lugar de otras. Principalmente cabe destacar la reducción de combustible que consumiría una planta de

generación convencional y los beneficios medioambientales que resultan del uso de la energía eólica.

Convertir los beneficios medioambientales en un valor económico es complejo, pero es importante en la medida que algunos proyectos eólicos pueden llegar a ser rentables si se considera este valor económico. Para ello en primer lugar habría que cuantificar los beneficios, identificando los aspectos positivos para la sociedad del uso de la energía eólica y a continuación monetizar alguno de ellos asignándoles un valor financiero. Generalmente, la monetización es llevada a cabo por los gobiernos que consideran el coste de una medida alternativa para reducir emisiones y asignan un valor.

El principal valor medioambiental de la energía generada por los sistemas de energía eólica es la reducción de emisiones que generaría una planta convencional de combustibles fósiles. Estas emisiones incluyen dióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de carbono (CO_2), partículas y cenizas. La cantidad de emisiones evitadas depende del tipo de planta de generación al que sustituya la energía eólica, y del sistema de control instalado que tuviese dicha planta. También existen otros beneficios no tan directos como pueden ser la mejora de la salud pública por evitar emisiones o la disminución de las importaciones de petróleo (J.F. Manwell, J.G. McGowan y A. L. Rogers).

En el presente proyecto, este tipo de beneficios se han cuantificado a la hora de determinar su rentabilidad cuando se consideran las primas concedidas por el gobierno.

Conclusiones

La energía eólica *offshore* ofrece una gran oportunidad de aprovechar un gran potencial de recurso disponible para generar energía, sin emisiones. Esto crea una motivación para analizar los factores que influyen en este tipo de tecnología, analizar instalaciones ya existentes y la rentabilidad de un posible proyecto en las costas españolas; tal como se ha llevado a cabo en el presente trabajo y tras lo cual se pueden alcanzar las conclusiones que se resumen a continuación.

Una vez finalizado el primer capítulo, en el que se hace un recorrido por la historia de la energía eólica, tanto terrestre como marina, así como por la tecnología actual de este tipo de energía y sus ventajas e inconvenientes; se puede percibir que la presencia de la energía eólica va en aumento. En concreto, la energía eólica *offshore* se trata de una tecnología que aún no se encuentra madura y que previsiblemente tendrá un enorme desarrollo en las próximas décadas, creando un amplio rango de oportunidades de I + D y de negocio en todo lo que respecta al ciclo de vida de los parques eólicos marinos y a su cadena de valor. Se ha podido observar que en países como Dinamarca o Reino Unido es donde esta tecnología está más madura, debido a las características de sus costas (menos profundidad a mayor distancia de la costa que en España) y que la capacidad instalada en Europa tiende a crecer, de hecho, se persigue un objetivo de 40 GW *offshore* en Europa para el año 2020.

De la primera parte del segundo capítulo, la principal conclusión que se puede extraer es la definición del viento como un fenómeno de gran variabilidad e intermitencia, lo que dificulta su predicción. En especial en el medio marino, que debido a sus características y a la gran cantidad de factores que afectan a la instalación, hace necesario que para poder estimar correctamente el potencial energético en un emplazamiento sea necesario tomar medidas directas en el mismo, lo que incurre en un aumento de costes. Además tras estudiar los factores condicionantes para la instalación, se puede ver que un parque eólico marino se ve afectado por multitud de factores de todo tipo; pero que también se debe considerar que el parque eólico afecta al medio en el que se instala, a los seres vivos que habitan en la zona, a la realización de las posibles actividades que se lleven a cabo en las proximidades... y que, por lo tanto, se debe procurar la armonía entre todo aquello que puede afectar, y a lo que puede afectar la instalación y la propia instalación.

Después, también en el segundo capítulo, se enumeran una serie de emplazamientos en España candidatos para la instalación de parques eólicos marinos. Sin embargo si se analizan los mapas disponibles en el capítulo, se comprueba que para ello es necesario un mayor desarrollo tecnológico de las estructuras flotantes debido a la profundidad que presentan las costas españolas. Esto toma mayor importancia, debido a las barreras sociales existentes. La sociedad ve con desconfianza la instalación de este tipo de parque eólicos por las posibles consecuencias que puedan tener en actividades como la pesca y el turismo, lo que hace necesario alejar aún más las instalaciones de la costa, lo cual llevaría a un aumento de costes. Además de esta barrera para la instalación de parque eólicos marinos en España,

también cabe mencionar las barreras regulatorias existentes, siendo necesario reducir los plazos para tramitar los permisos exigidos.

A lo largo del trabajo se ha podido ver que los costes de inversión de un parque eólico *offshore* son sustancialmente mayores que los de un parque eólico terrestre, y que la mayor parte de la inversión va destinada a la adquisición de los aerogeneradores, la cimentación y la conexión eléctrica. Por ello, se hace de nuevo hincapié en la necesidad de la evolución tecnológica de las estructuras *offshore*, en especial en estructuras flotantes y en la red de transporte de energía por el mar para solventar esta diferencia de inversión. También existe una gran diferencia en cuanto a costes de operación y mantenimiento, que pueden llegar a triplicar a los de una instalación convencional, debido principalmente a los costes de logística y al acceso más complejo y restringido a la instalación por las condiciones del medio marino. Sin embargo, es de esperar que estos costes se vayan reduciendo debido a la curva de aprendizaje propia de una tecnología innovadora, y se note una gran reducción en los costes de mantenimiento y en los seguros que se requieren en un parque eólico marino.

En el tercer capítulo, se aplican los conceptos estudiados en los capítulos anteriores para un proyecto de un parque eólico marino en las costas de A Coruña. Tras analizar los datos de la zona y determinar ciertas variables, se vuelve a ver que el recurso existente en los emplazamientos *offshore* es elevado y se obtiene un valor de energía neta anual de 201,18 GWh. De nuevo, se hace notar la restricción en cuanto a profundidad que presentan las costas españolas que limita la cantidad de aerogeneradores instalados en 12 unidades.

En el último capítulo, se lleva a cabo un presupuesto aproximado y se determinan ciertos indicadores económicos para evaluar la rentabilidad del parque del caso de estudio. Si se observan los resultados, se puede concluir que se trata de una inversión muy rentable, ya que se obtiene un VAN positivo, un TIR del 13% y un plazo de recuperación de la inversión de tan solo 8 años. Sin embargo, hay que tener en cuenta que este estudio arroja tan buenos resultados debido a la tasa de interés y la tasa de inflación tan bajas existentes en la actualidad. También se debe tener en cuenta que el hecho de que resulte rentable es debido en gran medida a las primas existentes en este momento, pero hay que tener en cuenta que esto depende del gobierno y es un factor que puede variar. Se hace ver, además, que se trata de un presupuesto aproximado, como se ha indicado, por lo que estos resultados podrían variar en un presupuesto real tras conocer con exactitud la inversión inicial y los costes de operación y mantenimiento.

ANEXO I: Normativa

El sector eólico se trata de un sector regulado por lo que es fundamental tener en cuenta la normativa aplicable al respecto. El marco regulatorio del sector incluye como pilar fundamental, la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y su normativa de desarrollo. De esta normativa de desarrollo cabe destacar el Real Decreto 661/2007 (que ha sido modificado por los Reales decretos 1614/2010 y 1565/2010) que regula la producción de energía eléctrica con fuentes renovables, estableciendo los actuales niveles de retribución del sector (Orden ITC/3860/2007, tarifas eléctricas). Dentro de este texto la energía eólica está adscrita, según el segundo artículo, el Grupo b.2 que, a su vez, se encuentra dividido en otros dos:

- Grupo b.2.1. Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.
- Grupo b.2.2. Instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial.

La regulación de los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica se encuentra en el RD 1955/2000.

Referente a la normativa establecida por la Unión Europea, la normativa nacional debe incluir la Directiva 2009/28/EC sobre el fomento del uso de las energías renovables y la Directiva 2009/72/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

En cuanto a la regulación específica de las instalaciones marinas, su redacción y actualización se potenció a finales del siglo XX debido a la industria del petróleo y sus plataformas *offshore*. Las directrices de diseño de los aerogeneradores marinos se han obtenido a partir de las directrices de los aerogeneradores *onshore* y de las estaciones petrolíferas. El primer estándar *offshore* fue el redactado por la API (*American Petroleum Institute*) en 1969, estando vigente actualmente la versión veintiuno de la misma. Este estándar se centra en las recomendaciones que son necesarias en cada una de las etapas de instauración de una plataforma, desde su planificación hasta su construcción. Otra de las sociedades de clasificación que sirve como referencia es *Det Norske Veritas (DNV)* que en 2004 publicó su propio estándar de aerogeneradores marinos tomando la caracterización del viento propuesta por el IEC 61400-1. Se exponían como base de diseño los casos de carga de diseño propuestos por el IEC para aerogeneradores en tierra, a los que se les añadía la condición de oleaje que se debía emplear. La norma IEC-61400, en cada una de sus ediciones, marca las pautas mínimas a seguir en el diseño de aerogeneradores para asegurar su integridad durante la vida útil de los mismos.

Es clave en el análisis normativo el Real Decreto 1028/2007 por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial y que, es por tanto, la norma que establece las zonas más adecuadas para la instalación de parques eólicos marinos.

También es necesario tener en cuenta la *Ley de Protección del Medio Marino (2010)*, así como el *Estudio Estratégico ambiental del litoral español para la instalación de*

parques eólicos marinos aprobado por los Ministerios de Medio ambiente, Medio Rural y Marino e Industria, Comercio y Turismo para activar el sector.

La normativa expuesta es de aplicación y se considera en cada una de las fases del presente proyecto.

Procedimiento para la puesta en marcha de un parque eólico marino

A continuación se presenta un breve resumen de los pasos a seguir para la instalación de un parque eólico marino:

1. Solicitud de reserva de la zona (promotor)
2. Caracterización del área eólica marina (Dirección General de Política Energética y Minas, DGPEM).
3. Procedimiento de Concurrencia (DGPEM).
4. Resolución de la concurrencia y otorgamiento de la Reserva de la Zona (Comité de valoración).
5. Estudios de viabilidad (promotor).
6. Solicitud de Autorización Administrativa (DGPEM).
7. Aprobación del Proyecto de Ejecución y Autorización de Explotación (Según RD 1955/2000) (DGPEM).
8. Construcción y Explotación del Proyecto (Promotor).

ANEXO II: Instrumentación para la caracterización del viento disponible

Para desarrollar el proyecto de un parque eólico se debe disponer de las medidas que determinan el recurso del viento disponible en el lugar que es candidato para la instalación. Lo ideal sería disponer de los datos exactos meteorológicos y de la velocidad del viento para una localización cercana al emplazamiento. El uso de datos meteorológicos requiere información sobre los parámetros del emplazamiento (localización, periodo del que se disponen datos...), sobre los sensores (características y calibración) y el tipo de datos grabados que van a ser obtenidos.

Es importante darse cuenta de que existen tres tipos de instrumentos utilizados para la medición del viento:

- Instrumentos utilizados por los servicios meteorológicos nacionales.
- Instrumentos diseñados específicamente para medir y caracterizar el recurso eólico
- Instrumentos especialmente diseñados para altas tasas de muestreo para la determinación de ráfagas, turbulencia e información del viento entrante para analizar la respuesta de la turbina.

Para cada aplicación de obtención de energía del viento, el tipo y la cantidad de instrumentación varía ampliamente. Puede ser desde un sistema simple que sólo contenga un anemómetro para medir la velocidad del viento hasta un sistema complejo para medir la turbulencia en un lugar en particular.

En concreto, las aplicaciones de la energía eólica utilizan los siguientes tipos de instrumentos:

- Anemómetros para medir la velocidad del viento.
- Veletas para medir la dirección del viento.
- Termómetros para medir la temperatura ambiente del aire.
- Barómetros para medir la presión del aire.

Además los sistemas de instrumentación del viento constan de tres componentes principales: sensores, acondicionadores de señal y grabadoras.

- Un sensor es un dispositivo, tal como la copa de un anemómetro de copa o el hilo caliente, que reacciona a los cambios en el entorno. Por ejemplo, la copa reacciona a la fuerza del viento, mientras que el hilo caliente reacciona al flujo de viento a través de una respuesta de la temperatura.
- Un transductor es un dispositivo que transforma la energía de una forma a otra. En el caso de las medidas del viento, por lo general hace referencia al dispositivo que transforma un movimiento mecánico en una señal eléctrica.
- Un acondicionador de señal alimenta de potencia al sensor cuando es necesario, recibe la señal del sensor y la convierte a la forma que puede ser usada por la grabadora o el *display*.

- Una grabadora es un dispositivo que almacena o muestra en pantalla los datos obtenidos por el conjunto sensor, transductor y acondicionador de señal.

Instrumentación para la medida de la velocidad del viento

Los sensores de instrumentación de medición de viento se pueden clasificar de acuerdo a su principio de funcionamiento en las siguientes categorías (ASME, 1989):

- Transferencia de momento- copas, hélices, y platos de presión.
- Presión sobre sensores estacionarios- tubos de Pitot y esferas de arrastre.
- Transferencia de calor- hilo caliente
- Efectos Doppler- acústica y láser.
- Métodos especiales- desplazamiento de iones, desprendimiento de vórtice, etc.

En la mayoría de las aplicaciones los sistemas utilizados son los siguientes:

- | | |
|---------------------------|--|
| 5. Anemómetros de copa. | 3. Anemómetros de cometa. |
| 6. Anemómetros de hélice. | 4. Sensores acústicos Doppler (SODAR). |

➤ Anemómetros de copa

Los anemómetros de copa utilizan su rotación, que varía en proporción con la velocidad del viento, para generar una señal. El diseño más habitual consta de tres copas montadas en un pequeño eje. La velocidad de rotación puede ser medida por contadores mecánicos que registran el número de rotaciones, por cambios de voltaje eléctricos o electrónicos (AC o DC) o mediante un interruptor fotoeléctrico.

Los anemómetros mecánicos indican el flujo de viento en distancia. Para obtener la media de la velocidad del viento, la distancia ofrecida por el anemómetro se divide por el tiempo. Este tipo de anemómetro tiene la ventaja de que no requiere una fuente de alimentación, por lo que resulta muy apropiado para lugares remotos. Sin embargo, estos sistemas son caros y difíciles de mantener.

Un anemómetro de copa electrónico proporciona medidas de la velocidad del viento instantáneas. El extremo inferior del husillo está conectado a un pequeño generador AC o DC y la salida analógica es convertida a velocidad del viento mediante distintos métodos. El anemómetro que dispone de un interruptor fotoeléctrico tiene un disco que contiene hasta ciento veinte ranuras y una fotocélula. El paso periódico en las ranuras produce pulsos durante cada revolución de la copa.

La respuesta y la exactitud de un anemómetro de copa son establecidas por su peso, sus dimensiones, y su fricción interna. Al cambiar estos parámetros, la respuesta del instrumento variará. Si se quieren realizar medidas de turbulencia, deben utilizarse sensores pequeños, ligeros y con poca fricción. Típicamente las copas más sensibles tienen una distancia constante de aproximadamente 1 m. Cuando los datos de turbulencia no son medidos, las copas pueden ser más grandes y pesadas, con distancias constantes de 2 a 5 m. Los valores de exactitud de los anemómetros de copa rondan el 2%.

La fiabilidad de los anemómetros de copa puede verse reducida por diversos problemas del entorno, entre ellos destacan la formación de hielo o el polvo en el ambiente. El polvo contenido en el aire puede alojarse en los cojinetes causando un incremento de la fricción y desgaste, reduciendo así las lecturas de velocidad del viento. Si un anemómetro tiene hielo en su superficie, su rotación será más lenta e incluso puede llegar a pararse completamente. Pueden utilizarse anemómetros con sistemas de calefacción pero esto requiere una significativa fuente de energía. A causa de estos problemas, la seguridad de la fiabilidad de los anemómetros de copa depende de su calibración y el servicio de mantenimiento.

Generalmente se recomienda realizar la calibración en un túnel de viento en el rango de velocidades del viento de interés. Sin embargo, debido a que este proceso es muy costoso, lleva mucho tiempo e incluso se da el caso de que no se dispone de un túnel viento, no se realiza. Una alternativa consiste en comparar los anemómetros con un instrumento de referencia.



Figura II. I. Anemómetro de copa.

➤ **Anemómetro de Hélice**

Los anemómetros de hélice utilizan el viento que sopla sobre la hélice para girar un eje que acciona un generador de corriente alterna o corriente continua. El diseño utilizado para aplicaciones de energía eólica tiene una rápida respuesta y un comportamiento lineal con los cambios de la velocidad del viento. En una configuración horizontal típica, la veleta se mantiene cara al viento mediante la cola de veleta, que también puede utilizarse como indicador de la dirección. La exactitud que proporciona este diseño es aproximadamente del 2%, similar a la de los anemómetros de copa. La veleta suele estar fabricada de espuma de poliestireno o polipropileno. Los problemas de fiabilidad de este tipo de anemómetros son similares a los de los anemómetros de copa.

Cuando se monta en un brazo vertical fijo, el anemómetro de hélice es especialmente adecuado para medir la componente vertical del viento. En el dibujo siguiente se muestra una configuración para medir tres componentes del viento. Primero el anemómetro responde a la dirección del viento paralela a los ejes, y la dirección perpendicular no tiene efecto sobre los ejes.

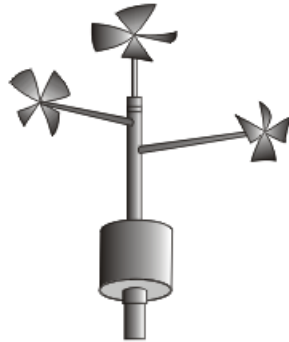


Figura II.II. Anemómetro de Hélice.

➤ **Anemómetros de cometa**

En el pasado, las cometas han sido utilizadas en aplicaciones en las que se requerían medidas de viento a mayores alturas que las de las torres meteorológicas convencionales. Uno de los sistemas de cometa más populares fue la cometa TALA (*Tethered Aerodynamic Lifting Anemometer*). Utiliza la tensión de la cuerda de la cometa como indicador de la velocidad del viento. Han sido utilizados en valoraciones preliminares del recurso eólico de un emplazamiento por muchos investigadores, y, cuando son usados en grupos, pueden ser usados para medir el perfil de cizalladura del viento en un lugar. Algunos investigadores han intentado medir la turbulencia con cometas TALA, pero su éxito ha sido bastante limitado. Una limitación de este tipo de dispositivo es la pequeña cantidad de datos que produce.

➤ **Sensores acústicos Doppler (SODAR)**

El sistema del sensor acústico Doppler (o SODAR, *standing for Sonic detection and ranging*) está basado en el principio de retrodispersión acústica. Esto es, un pulso acústico transmitido por el aire experimenta dispersión a causa de pequeñas fluctuaciones de temperatura (en una magnitud del orden de la longitud de onda). El tiempo transcurrido entre la emisión y la recepción de la onda determina el tamaño de la señal. Además, el cambio de frecuencia del Doppler es proporcional a la velocidad del viento a lo largo del eje de emisión. La velocidad del viento medida a lo largo de un camino de sonido, S_L , es una función de la longitud recorrida y de los dos tiempos de desplazamiento únicamente: $S_L = (l/2) (1/t_1 - 1/t_2)$; es decir, independiente de las condiciones atmosféricas tales como la presión, temperatura del aire, humedad, etc.

SODAR se considera un sistema de detección a distancia, ya que puede realizar medidas sin colocar un sensor activo en el punto de medición. Debido a que estos dispositivos no necesitan altas torres para su uso, sus ventajas son obvias.

Además al no disponer de partes móviles, no tiene los problemas de respuesta que pueden existir en los anemómetros de copa, y por lo tanto requieren menos mantenimiento.

La mayor preocupación, inherente en anemometría sónica, es el hecho de que la cabeza de la sonda en sí distorsiona el flujo, efecto que sólo puede ser evaluado en detalle mediante una amplia investigación en el túnel de viento. El efecto sombra del transductor es

un caso particularmente simple de flujo distorsionado y una conocida fuente de error en los anemómetros sónicos con trayectos de sonido horizontales. Menos conocidos son los errores asociados con imprecisiones en la geometría de la cabeza de la sonda y la sensibilidad a la temperatura de los transductores de sonido.

Los sistemas SODAR actualmente son utilizados tanto para estudiar emplazamientos *onshore* como *offshore*.

Instrumentación para determinar la dirección del viento

La dirección del viento es normalmente medida mediante una veleta. Una veleta convencional consiste en una ancha cola que el viento sigue en el lado de sotavento de un eje de rotación vertical, y un contrapeso en el extremo opuesto a la dirección del viento para proporcionar equilibrio en el cruce de la veleta y el eje. La fricción en el eje es reducida por medio de rodamientos, de manera que la veleta requiere una fuerza mínima para iniciar su movimiento. Por ejemplo, un umbral habitual de velocidad del viento para el cual comienza el movimiento de la veleta es de 1 m/s. También es habitual amortiguar el movimiento de la veleta para evitar cambios rápidos de dirección.

Las veletas de viento suelen producir señales mediante cierres de contacto o por potenciómetros. La exactitud obtenida por los potenciómetros es superior a la de los cierres de contacto, pero su coste también suele ser superior. Como ocurría con los anemómetros de copa, los problemas ambientales (tales como el polvo en el aire, la sal o el hielo) afectan a la fiabilidad de las veletas.

Torres de instrumentación

Las torres meteorológicas o de medición son componentes de los parques eólicos que tienen como función la caracterización del recurso eólico, a distintas alturas, en el punto donde se encuentran ubicadas.

Desde que se pretende obtener datos a la altura del buje de las turbinas, se necesitan utilizar torres que alcancen un mínimo de 20 m hasta 150 m. Las torres de instrumentación pueden ser de diversos estilos: autoportantes, torres tubulares o de celosía, torres de celosías arriostradas o torres basculantes.

Para reducir la incertidumbre asociada a los datos que definen el recurso disponible en un emplazamiento, se puede instalar una torre meteorológica en un punto estratégico de éste antes de la construcción del parque eólico reduciendo asimismo la incertidumbre acerca de la producción de la instalación, o utilizar los datos disponibles o proporcionados por otras torres de medición en lugares próximos. En algunos casos se pueden utilizar torres de comunicación disponibles cerca del lugar en consideración, pero en la mayoría de los casos la torre tiene que ser instalada específicamente para los sistemas de medida del viento.

Las torres de medición monitorizan el viento y miden características del emplazamiento como la salinidad, el oleaje, las corrientes marinas... mediante los sensores de los que disponen.

En el manual del recurso eólico de *Baley et al. (1996)*, se indica que el tipo de torre más empleado es el basculante, ya que han sido diseñadas concretamente para tomar medidas de viento y debido a su ligereza se pueden desplazar con facilidad. Además necesitan pocos cimientos y pueden ser instaladas en menos de un día.

Sistema de grabación de datos

En el desarrollo del programa de medidas de viento se debe seleccionar el tipo de sistema de grabación de datos para mostrar, grabar y analizar los datos obtenidos por los sensores y transductores. Los *displays* utilizados pueden ser analógicos (medidores, contadores) o digitales (LED, LCD) y su función es proporcionar la información en cada momento. Las pantallas o *displays* más comunes utilizan diales, luces y contadores digitales. Las grabadoras pueden proporcionar información anterior, además de información actual. Las grabadoras utilizadas en sistemas de instrumentación de viento generalmente pertenecen a las cuatro clases siguientes:

- Contadores.
- Gráficos continuos.
- Cintas magnéticas.
- Dispositivo de estado sólido.

La grabadora o registrador más simple es un contador o acumulador. Un dispositivo de este tipo solo registra la cantidad total de viento que pasa por el sensor, como si fuese el cuentakilómetros de un coche. Para poder calcular la velocidad del viento, además se debe conocer el tiempo total transcurrido. Algunos registradores incluyen la combinación de cierto número de acumuladores. Por ejemplo, puede incluir 10 acumuladores, cada uno asociado con una velocidad del viento dada, lo que resulta en una distribución de frecuencia de la velocidad del viento.

Durante muchos años, las grabadoras de gráficos continuos han sido el medio más común de grabación de datos de viento, pero hoy en día son menos comunes. Fueron sustituidas en primer lugar por grabadoras de cinta magnética, y éstas, a su vez, se han ido sustituyendo por dispositivos de estado sólido. Las grabadoras de estado sólido pueden lograr una gran cantidad de análisis de datos antes de que éstos sean guardados.

En general, el método más apropiado para manejar la gran cantidad de datos necesarios para un análisis completo es el uso de registradores de datos o adquisición de datos utilizando ordenadores personales. En el mercado están disponibles una serie de sistemas de registros de datos que proporcionan la media y la desviación estándar de los registros de velocidad y dirección del viento, así como la máxima velocidad durante el intervalo promedio. Estos sistemas suelen registrar los datos en tarjetas de almacenamiento extraíbles. Algunos permiten que los datos se descarguen a través de módem.

Las opciones de métodos y sistemas de grabación de datos son amplias, y cada una de ellas tiene sus ventajas y sus inconvenientes. Cada caso particular dictará los datos que se

requieren, y sucesivamente, el método de registro. La tabla siguiente muestra las tres clases de sistemas de medida de viento descritos por AWEA (*American Wind Energy Association*).

Clase	Capacidad de Almacenamiento	Medio de grabación	Aplicación principal	Comentarios
I	Ninguna	Grabación manual	En tiempo real, datos instantáneos	Equipos de bajo coste, el factor humano puede introducir errores
II	Registro único	Contador o electrónica	Medias semanales o mensuales	Sistema mínimo para la velocidad media o la energía anual
III	Registro múltiple, secuencial y procesado	Gráficos continuos, cinta magnética o estado sólido	Resumen y agrupación de datos; análisis de datos estadísticos detallados	Datos en bruto; algunos procesamiento internos; almacenamiento de datos que dependen de los sistemas de procesado y registro

Tabla II.I. Descripción de AWEA de las principales clases de sistemas de medida de viento.

Análisis de los datos de viento

Los datos obtenidos por el sistema de monitorización del viento pueden ser analizados de diversos modos. Estos pueden incluirse, aunque no están limitados a:

- Velocidad horizontal media del viento en el intervalo de tiempo especificado.
- Variaciones en la velocidad horizontal del viento durante los intervalos de muestreo (desviación estándar, intensidad de la turbulencia, máximos).
- Dirección media del viento horizontal.
- Variaciones en la dirección del viento horizontal durante los intervalos de muestreo (desviación estándar).
- Distribuciones de velocidad y dirección.
- Persistencia.
- Determinación de los parámetros de ráfagas.
- Análisis estadísticos, incluyendo la autocorrelación, densidad espectral de potencia, escalas de longitud tiempo, y correlaciones de espacio y tiempo con medidas próximas.
- Componentes u , v y w del viento estable y fluctuante.
- Variaciones direccionales diarias, estacionales, anuales, interanuales de cualquiera de los parámetros anteriores.

Ya se han mencionado cada una de las medidas anteriores de datos de viento, a excepción de la persistencia. Ésta se define como la duración de la velocidad del viento dentro de un rango de velocidad del viento dado.

Una rosa de los vientos es un diagrama que muestra la distribución temporal de la velocidad del viento y distribución azimutal de la velocidad del viento en un lugar determinado. Una rosa de los vientos es una herramienta muy conveniente para mostrar los datos proporcionados por un anemómetro (velocidad y dirección del viento) para el lugar analizado. Su forma más común consiste en varios espacios iguales de círculos concéntricos con 16 espacios iguales separados por líneas radiales (cada uno representa un punto de una brújula). La longitud de la línea representa la frecuencia de viento en una dirección con círculos formando una escala. La frecuencia de las condiciones de calma es indicada en el centro. La línea más larga representa la dirección del viento predominante. Las rosas de los vientos se suelen emplear para representar datos anuales, estacionales o mensuales. (En el anexo IV se encuentran las rosas de los vientos del emplazamiento del caso de estudio del presente trabajo).

(J. F Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers)

ANEXO III: Mapas de actividades pesqueras realizadas en Galicia

La demarcación Noratlántica presenta gran diversidad tipográfica y geográfica, existen tanto plataformas estrechas como la del mar Cantábrico y otras más anchas como la plataforma gallega lo que da lugar al desarrollo de gran diversidad de actividades pesqueras. Entre estas actividades se pueden destacar la pesca de arrastre de fondo tanto con puertas como con parejas, pesca con palangre de fondo, pesca con enmalle y pesca con cerco.

Se cuenta con datos del período 2004-2006 que permiten hacerse una idea de la afluencia de estas actividades en la zona y que se resumen a continuación en la tabla.

		Barcos	Esfuerzo (días)	Desembarco (t)
Flota de arrastre de fondo	con puertas	87	16872	39258
	con parejas	53	8396	28987
Flota de palangre de fondo *		50	3965	1178
Flota de enmalle	tipo "volanta" *	49	5226	1372
	tipo "rasco"	29	2055	603
Flota de cerco		325	20239	56456

* Únicamente se consideran las embarcaciones obligadas a declarar libros de pesca.

Tabla III.I. Actividades pesqueras en la costa Noratlántica y afluencia de las mismas.

En los mapas siguientes se puede observar la distribución a lo largo de la costa Noratlántica de cada una de estas actividades y dónde es mayor su concentración.

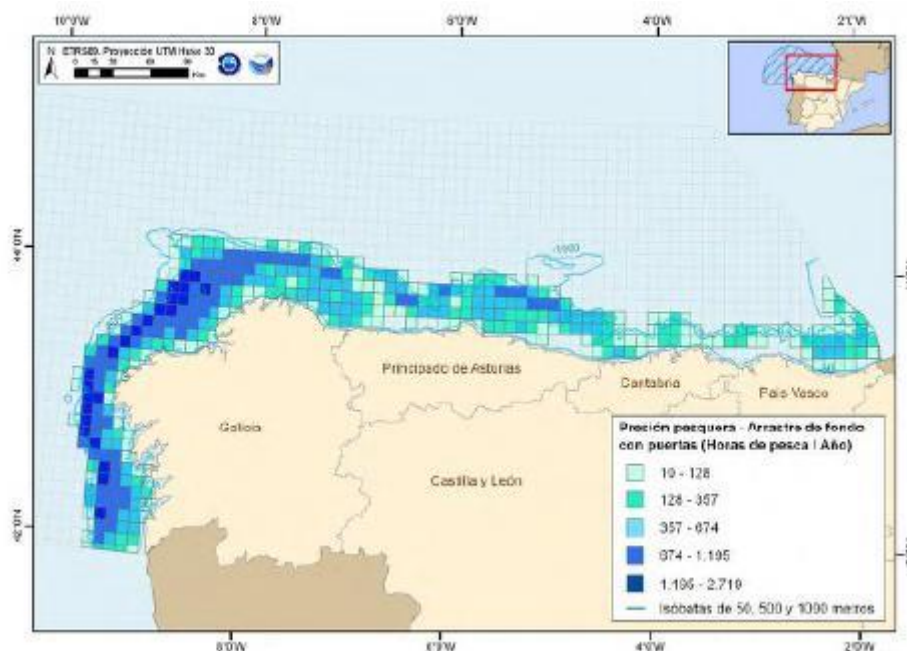


Figura III.I. Distribución geográfica del esfuerzo de arrastre con puertas.

Como se puede observar en el mapa, la mayor concentración de la actividad de la flota de arrastre con puertas se sitúa en aguas del norte y este de la plataforma continental gallega, siendo máxima en las aguas frente a A Coruña.

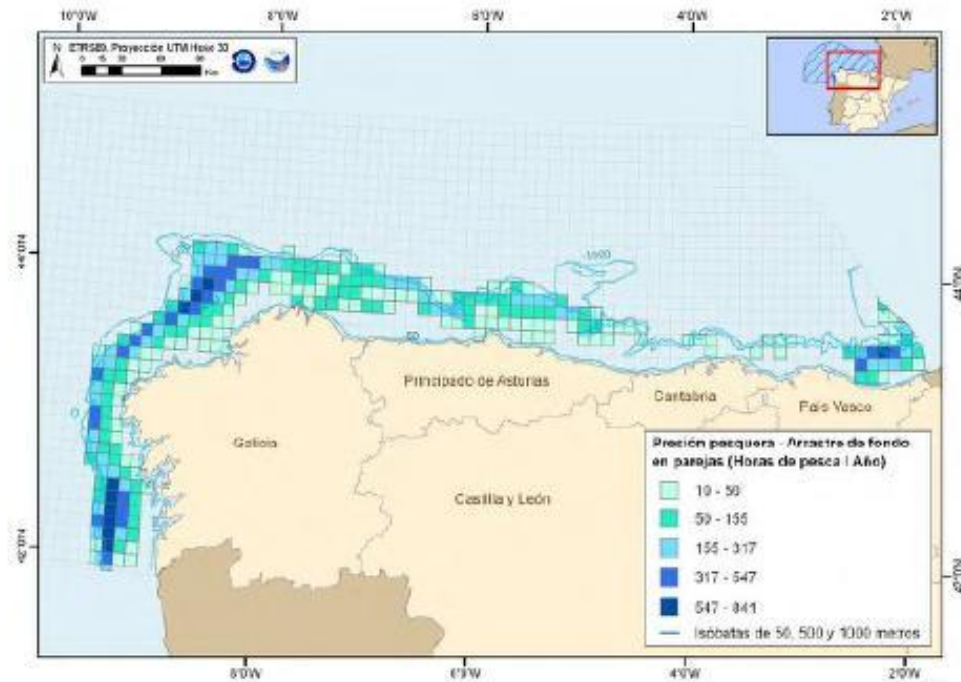


Figura III.II. Distribución geográfica del esfuerzo de arrastre con parejas.

En el caso de la pesca de arrastre con parejas las mayores concentraciones se observan en la plataforma continental situada frente a la costa de A Coruña y Vigo.

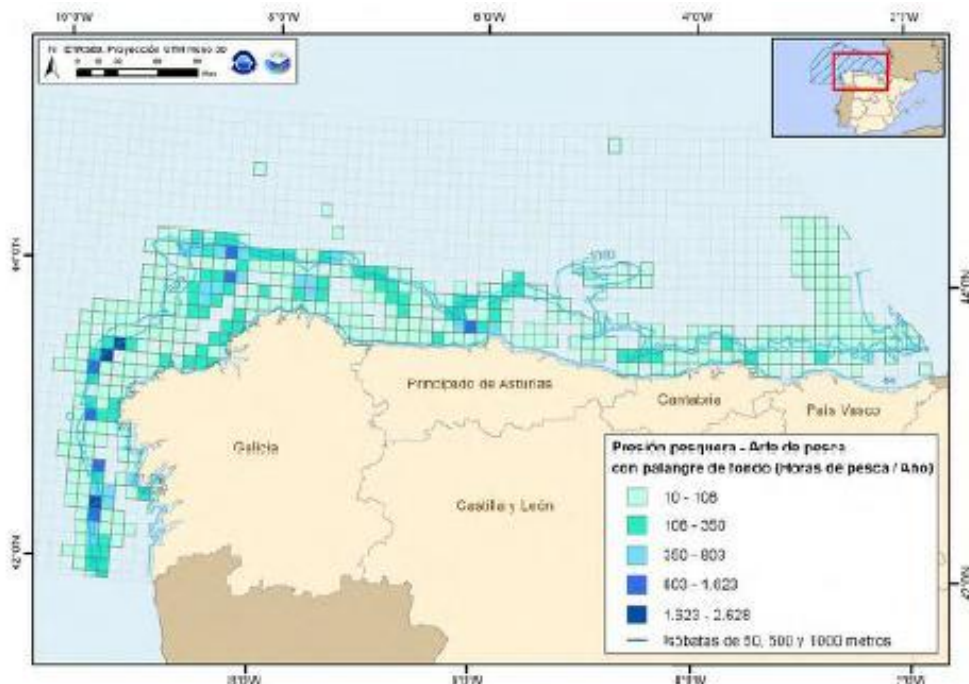


Figura III.III. Distribución geográfica del esfuerzo con palangre de fondo.

La actividad de la flota con palangre de fondo se concentra casi en su totalidad en aguas del Cantábrico, siendo prácticamente nula en la plataforma gallega.

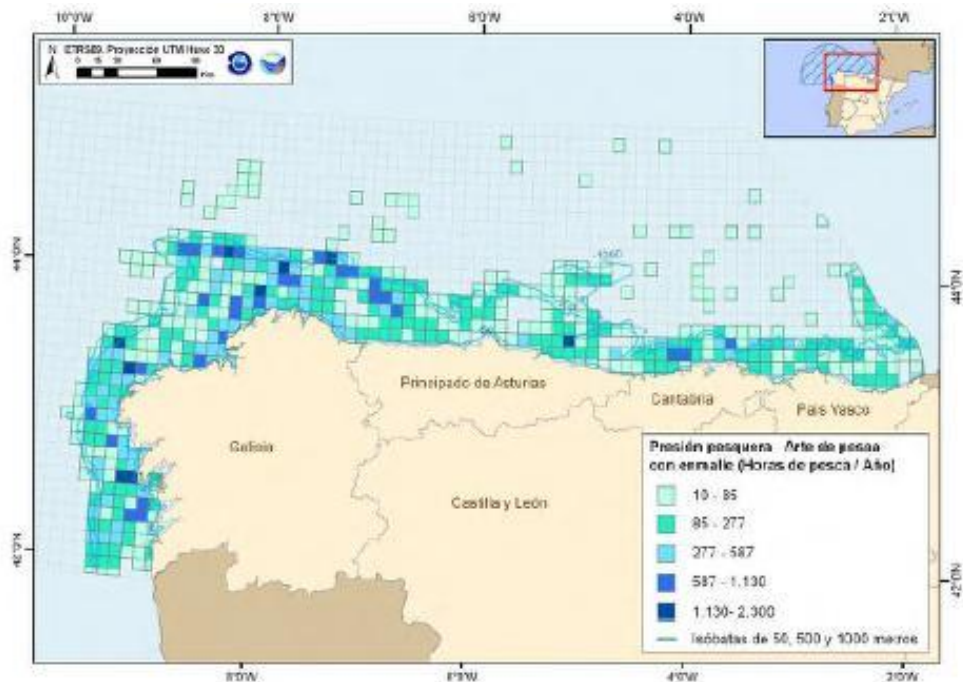


Figura III. IV Distribución geográfica del esfuerzo con arte de enmalle (volanta y rasco conjuntamente).

En lo que respecta a la flota de enmalle tipo “rasco”, la actividad de esta flota se concentra prácticamente en su totalidad en aguas del Cantábrico, siendo, al igual que ocurría con la pesca de palangre de fondo, prácticamente nula en la plataforma gallega. En cuanto a la flota de enmalle tipo “volanta”, las mayores concentraciones se observan al norte de Galicia y Asturias.

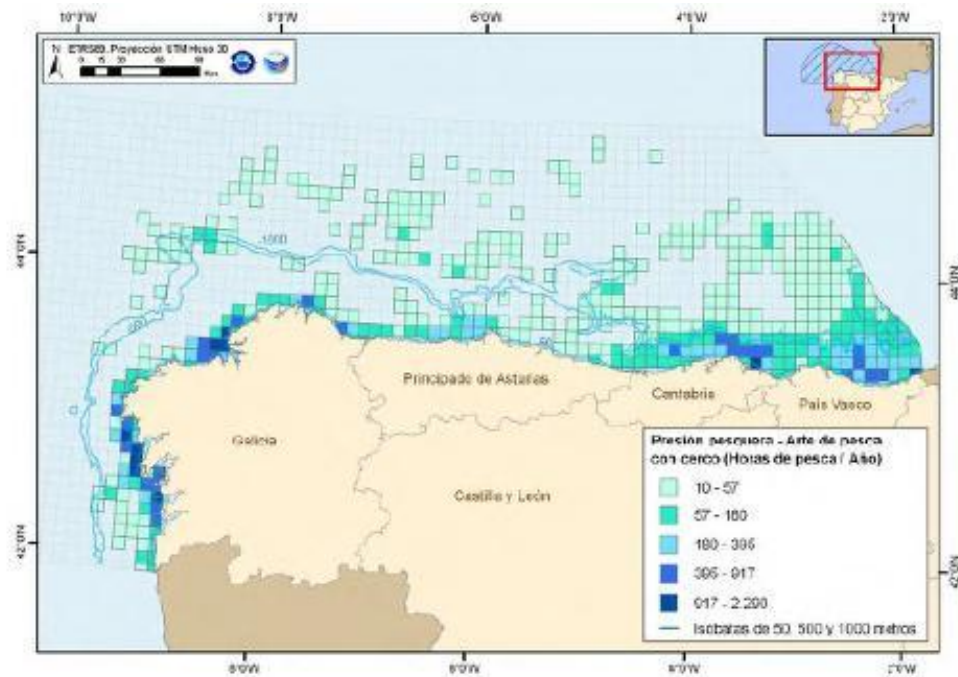


Figura III. V. Distribución geográfica del esfuerzo con arte de cerco.

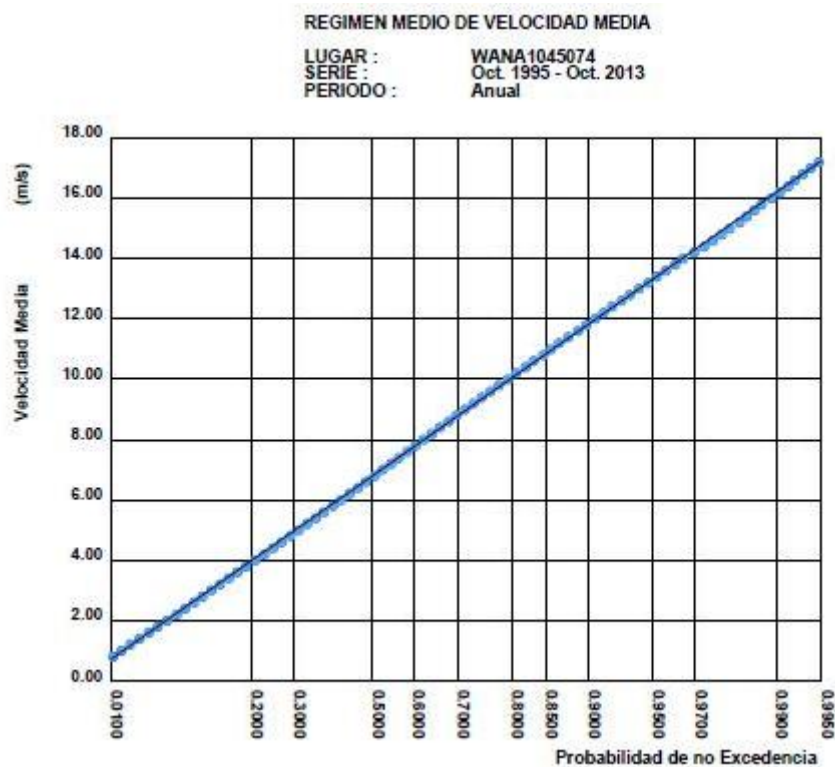
Por último, mencionar que el máximo esfuerzo de pesca con cerco se desarrolla al sur del Cabo de Finisterre, aunque su actividad se distribuye de forma muy homogénea en toda la demarcación.

Además de las actividades pesqueras mencionadas hasta ahora, existen otras que están censadas como artes menores que en la mayor parte de los casos se trata de embarcaciones menores de 12 metros, y que por ello no están obligadas a declarar libros de pesca por lo que no se dispone de información espacial de esfuerzo de las mismas. De este tipo de flotas, se encontraban censadas unas 5570 en el periodo 2004-2006. Alrededor del 92% de estas embarcaciones están censadas en puertos gallegos, la mayoría desarrollan sus actividades al sur del Cabo de Finisterre, en las rías donde la fuerza del mar no es tan acusada y la producción es alta.

ANEXO IV: Gráficos y datos utilizados en los cálculos para describir el recurso eólico del emplazamiento

1. Gráficos del régimen medio de velocidad para hallar los parámetros de Weibull

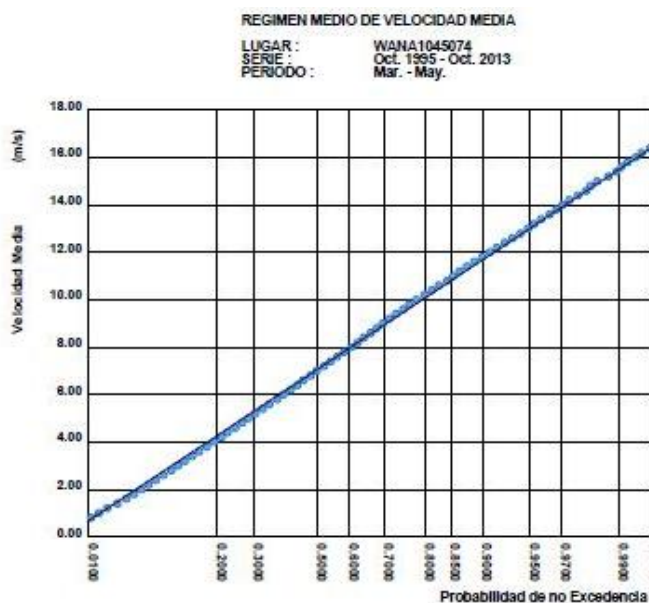
1) Régimen medio de velocidad media anual:



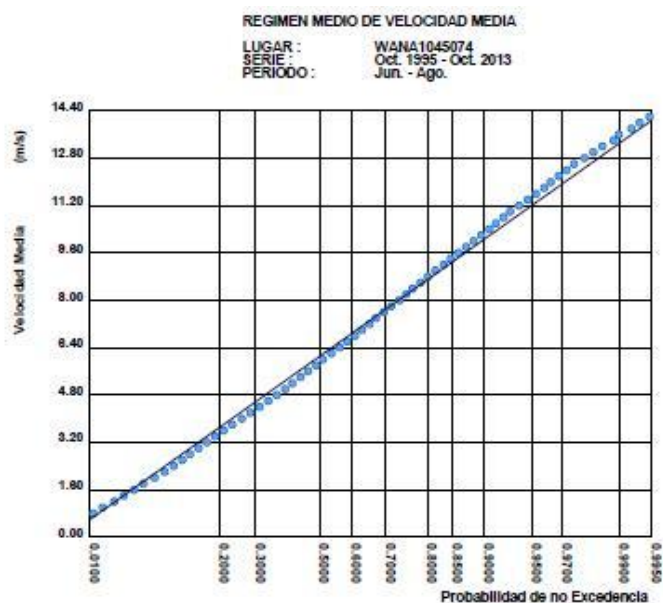
ANEXO IV: Gráficos y datos utilizados en los cálculos para describir el recurso eólico del emplazamiento

2) Régimen medio de velocidad media anual:

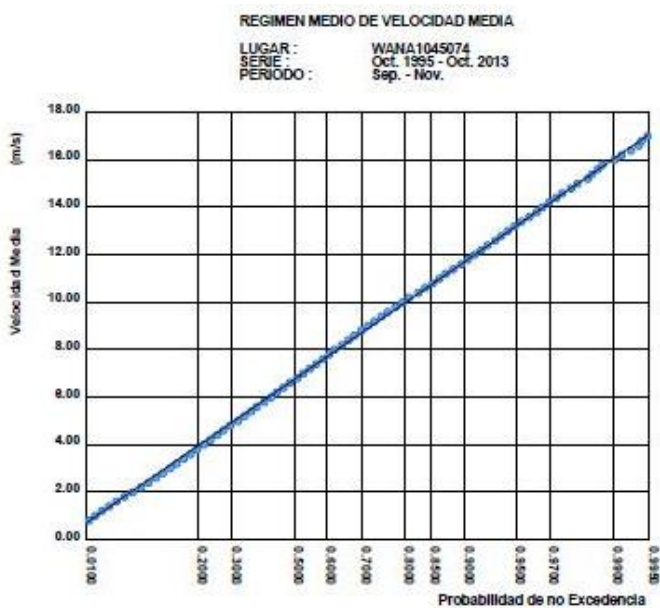
PRIMAVERA



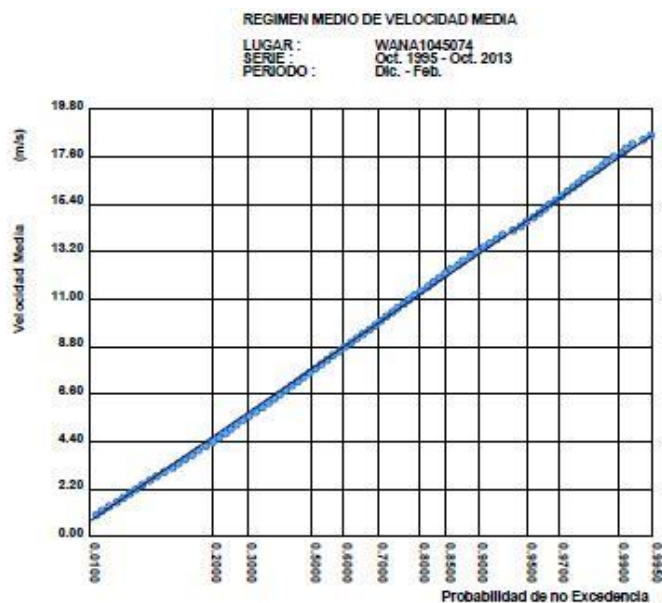
VERANO



OTOÑO



INVIERNO



2. Rosas de los vientos anuales del emplazamiento

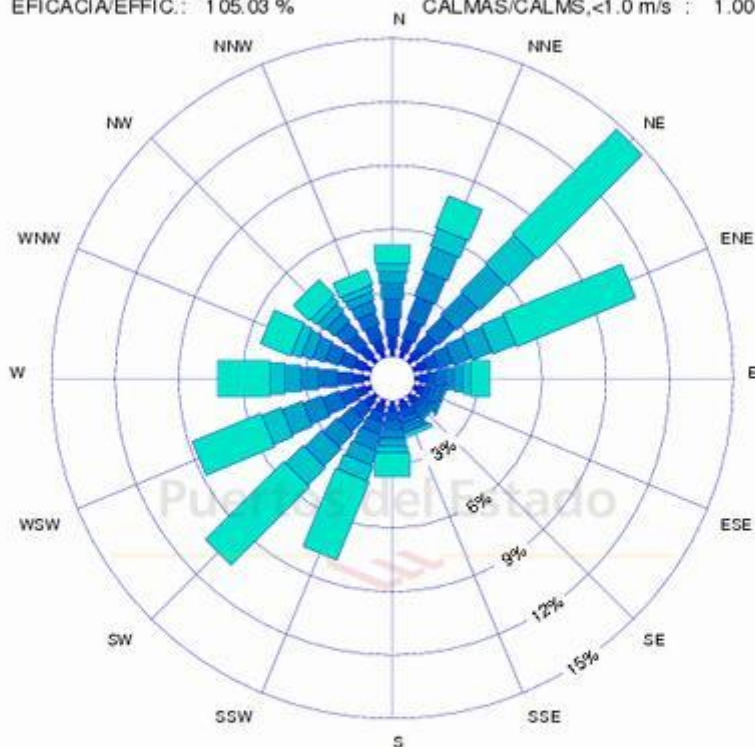
GLOBAL:

ROSA DE VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO en WANA 1045074 en el periodo 1958-2014

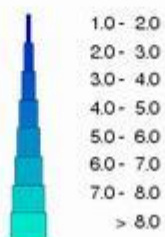
WIND SPEED ROSE at WANA Point 1045074 , period 1958-2014

LUGAR/LOCATION: WANA 1045074
PERIODO/PERIOD: 1958-2014
EFICACIA/EFFIC.: 105.03 %

MUESTREO/SAMPLING: 3Hor.
INTERVALO/INTERVAL: Global
CALMAS/CALMS,<1.0 m/s : 1.00 %



Velocidad Media / Mean Speed (m/s)

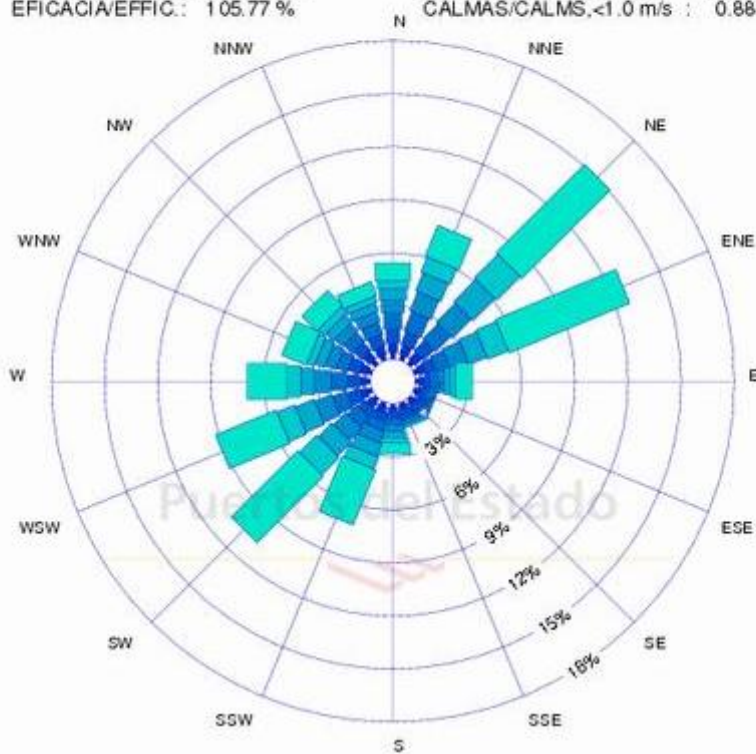


ANEXO IV: Gráficos y datos utilizados en los cálculos para describir el recurso eólico del emplazamiento

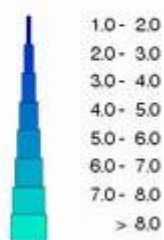
PRIMAVERA:

VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO en WANA 1045074
WIND SPEED at WANA Point 1045074

LUGAR/LOCATION: WANA 1045074	MUESTREO/SAMPLING: 3Hor.
PERIODO/PERIOD: 1958-2014	INTERVALO/INTERVAL: Mar.-May.
EFICACIA/EFFIC.: 105.77 %	CALMAS/CALMS, <1.0 m/s : 0.88 %

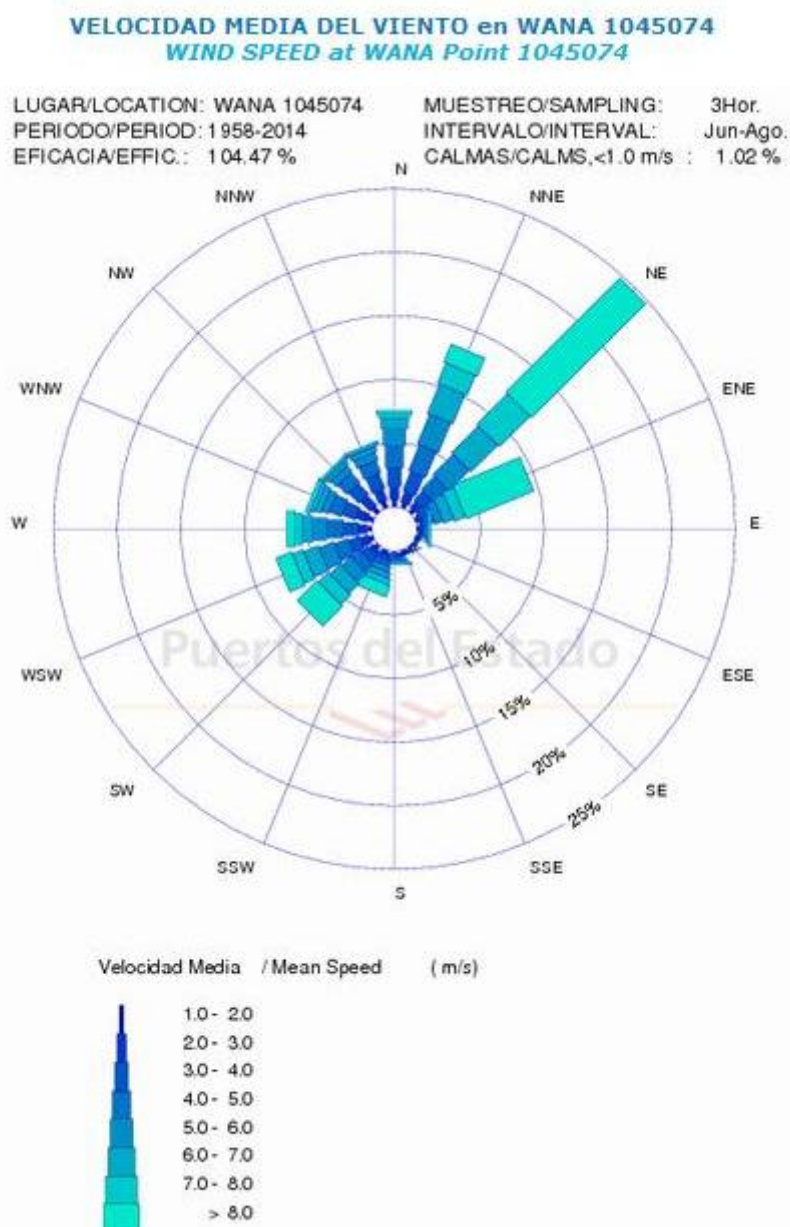


Velocidad Media / Mean Speed (m/s)



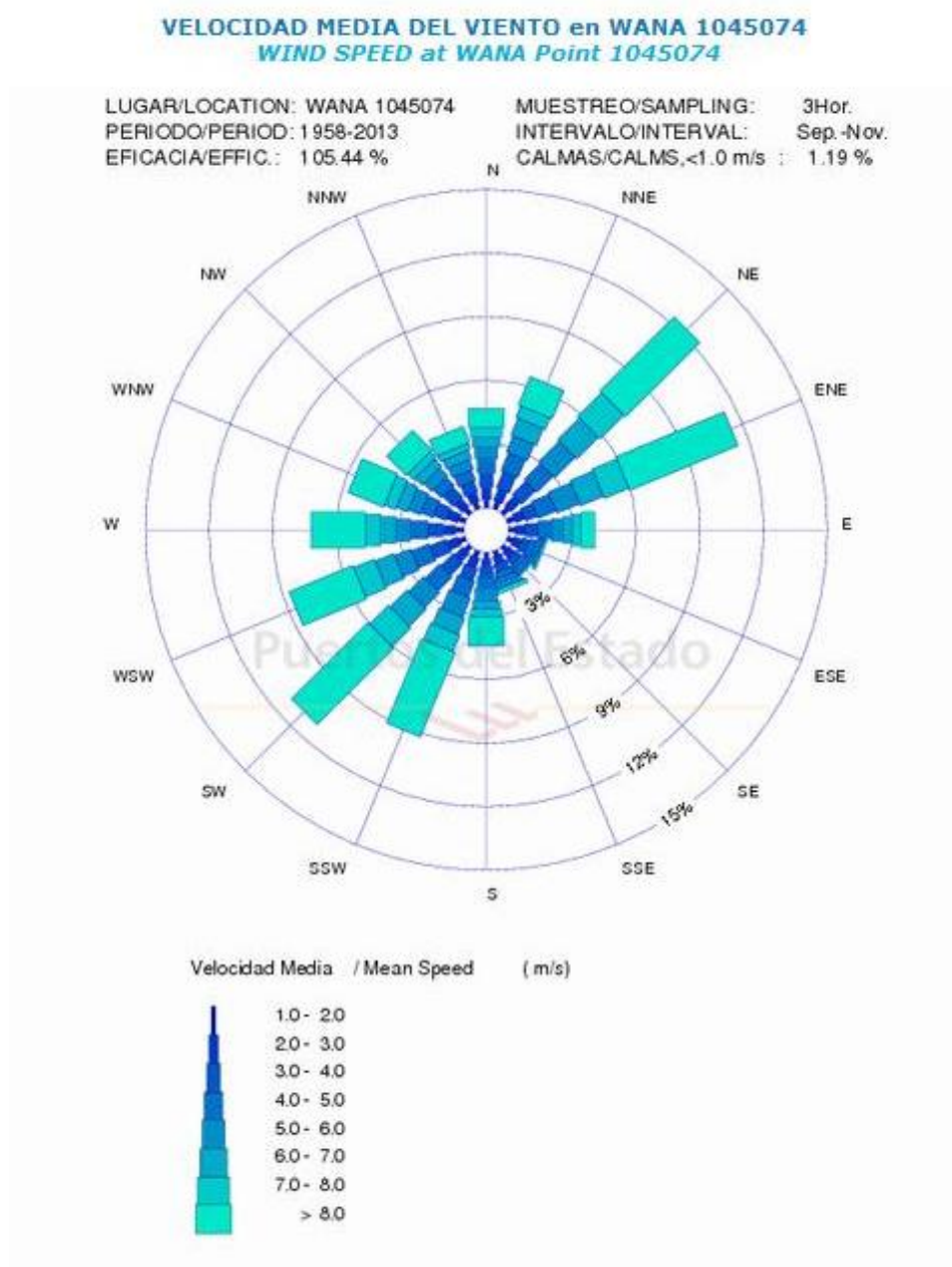
ANEXO IV: Gráficos y datos utilizados en los cálculos para describir el recurso eólico del emplazamiento

VERANO:



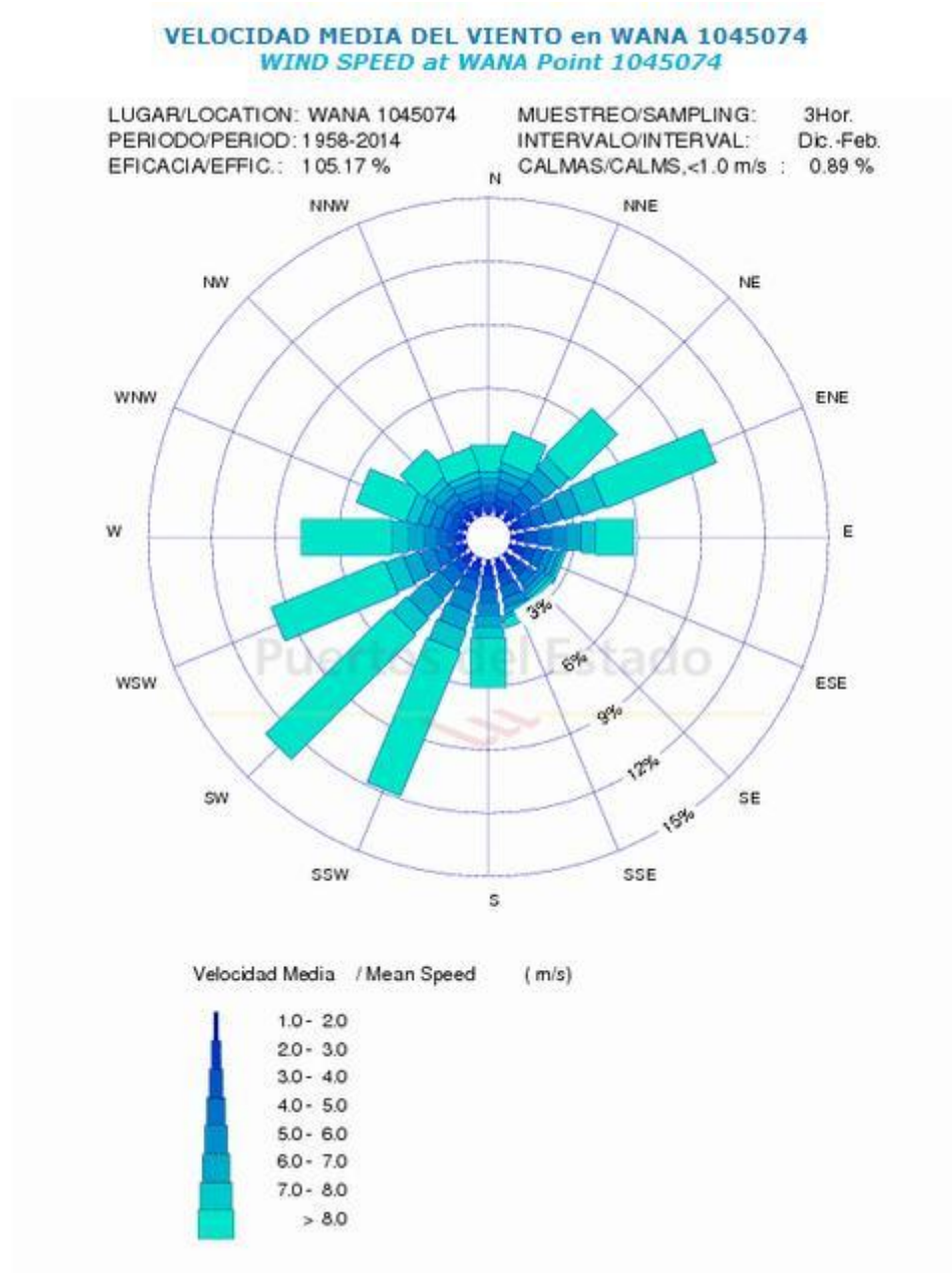
ANEXO IV: Gráficos y datos utilizados en los cálculos para describir el recurso eólico del emplazamiento

OTOÑO:



ANEXO IV: Gráficos y datos utilizados en los cálculos para describir el recurso eólico del emplazamiento

INVIERNO:



3. Tablas de velocidades máximas registradas

Vm:	Intensidad del Viento Medio/Mean Wind Speed	m/s
Dir:	Dirección media de procedencia/Mean Direction, "coming from"	0= Norte/North; 90= Este/East

Punto WANA 1045074 1958 - 2014 / WANA Point 1045074 1958 - 2014					
Mes/Month	Vm Max./Max. Vm	Dir	Año/Year	Día/Day	Hora/Hour
Enero/January	26.4	263	2009	24	03
Febrero/February	25.2	355	2014	09	19
Marzo/March	22.4	217	1959	04	15
Abril/April	23.1	205	1979	10	09
Mayo/May	19.4	251	1983	16	09
Junio/June	19.3	202	1997	06	15
Julio/July	16.0	341	1996	07	18
Agosto/August	17.0	225	2012	14	23
Septiembre/September	20.1	264	1991	28	06
Octubre/October	21.9	213	1987	15	06
Noviembre/November	23.5	267	1965	29	09
Diciembre/December	23.5	204	2013	24	00

Tabla IV. I. Velocidad máxima del viento registrada en el emplazamiento desde 1958 a 2014.

Vm:	Intensidad del Viento Medio/Mean Wind Speed	m/s
Dir:	Dirección media de procedencia/Mean Direction, "coming from"	0= Norte/North; 90= Este/East

Punto WANA 1045074 Año 2013 / 1045074 WANA Point, Year 2013				
Mes/Month	Vm Max./Max. Vm	Dir	Día/Day	Hora/Hour
Enero/January	21.9	11	19	09
Febrero/February	17.5	227	01	13
Marzo/March	17.3	194	21	18
Abril/April	19.4	223	08	19
Mayo/May	13.4	230	07	00
Junio/June	16.1	44	26	15
Julio/July	15.1	50	05	19
Agosto/August	15.3	48	20	15
Septiembre/September	15.5	48	01	16
Octubre/October	18.0	222	03	13
Noviembre/November	16.9	258	04	07
Diciembre/December	23.5	204	24	00

Tabla IV. Velocidad máxima del viento registrada en el emplazamiento en el año 2013.

Referencias

Capítulo 1

- ABB, Cuaderno Técnico Plantas eólicas.
- AEE, Asociación Empresarial Eólica.
- *Danish Wind Insustry Association* (www.windpower.org).
- EWEA, European Association Wind Energy.
- GWEC, Global Wind Energy Council.
- IEA, Energy Technology Perspectives 2008.
- IDAE, Plan de Energías Renovables 2006-10.
- IDAE, Plan de Energías Renovables 2011-20.
- Iñigo J. Losada, Instituto de Hidráulica Ambiental de la Universidad de Cantabria, “La energía eólica marina: Conceptos Y Retos tecnológicos”.
- Lecuona Neumann. “La energía eólica: Principios Básicos y Tecnología”.2002.
- Memoria Eolia, “Tecnologías Para Parques Eólicos Offshore en Aguas Profundas”,2006.
- Philippe Jacob, Emmanuelle Lloveras, Johan Lecot. “Parques eólicos offshore-construcción y expectativas sobre su desarrollo en el mar Mediterráneo”. IV Congreso Nacional de la Asociación técnica de Puertos y Costas. 16 p.
- Rodríguez Ruiz, Álvaro; Martínez Palacio, Javier. “Energía eólica marina: una solución a considerar para un abastecimiento energético sostenible”. Ambienia, 2008, 75:52-55.

Capítulo 2

- 4C offshore, <http://www.4coffshore.com/index.html>
- Armada Española, www.armada.mde.es
- Bard, <http://www.bard-offshore.de>
- Conrado Moreno Figueredo, “Parques eólicos marinos (offshore)”.
- Direct Industry, <http://www.directindustry.es>
- EEAL, Estudio Estratégico del Litoral Español para la instalación de parques eólicos marinos.
- Enercon, www.enercon.de
- Erik L. Petersen, Niels G. Mortensen, Lars Landberg, Jorgen Hojstrup y Helmut P. Frank; Departamento de Energía Eólica y Física de la Atmósfera, el Laboratorio Nacional Riso, PO Box 49, Frederiksborgvej 399, DK-4000 Roskilde, Dinamarca. “Wind Power Meteorology. Part II: Siting and Models”
- Esteban, M.D., Diez, J.J, López, J.S. Y Negro V. (2.009). “Integral Management applied to offshore Wind Farms”.
- Esteban Pérez M.D. y Diez González J.J. (2006). “Rías. Gestión integral”
- Gamesa, <http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/aerogeneradores/aerogeneradores-catalogo-offshore.html>
- GE Power & Water, <http://www.ge-energy.com>
- Instituto Geográfico Español de Oceanografía.
- Ivanoff, A. (1972). “Introduction a L’Oceanographie. Propriétés physiques et chimiques des eaux de mer”.

- J.F Manwell, J.G. McGowan y A. L. Rogers. "Wind Energy Explained. Theory, Design and Application"
- Jonkman J.M., S. Butterfield, W. Musial, y G. Scott. "Definition of a 5MW reference wind turbine for offshore system development". NREL. (2009)
- Niesel, S. (2007) "Offshore Wind Power in Denmark".
- Repower, <http://www.repower.com>
- Rodríguez Ruiz y Martínez Palacio, 2.008.
- Servion, <http://www.senvion.com>
- SIEMENS, <http://www.energy.siemens.com>
- Torres, J. (2008). "La cadena de suministro: consolidación o incremento de tamaño".
- Vestas, <http://www.vestas.com>
- Villalobos, Felipe Alberto. "Fundaciones para turbinas eólicas costas afuera". Revista de Ingeniería de Construcción. Vol.24 N°1, Abril de 2009 www.ing.puc.cl/ric PAG. 33-48.
- Wind Power, <http://www.windpower.org/>

Capítulo 3

- Armada Española, <http://www.armada.mde.es/>
- A. Serrano, A. Punzón, O. Tello. "Estrategias Marinas: Evaluación inicial, buen estado ambiental y objetivos ambientales". Madrid 2012.
- Gamesa, <http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/aerogeneradores/aerogeneradores-catalogo-offshore.html>
- Meteogalicia, http://www.meteogalicia.es/web/prediccion/maritima/mareasIndex.action?request_locale=es
- Navionics, <http://www.navionics.com/es/webapp>
- www.portosdeg Galicia.es
- Puertos del Estado, http://www.puertos.es/oceanografia_y_meteorologia/redes_de_medida/index.html
- Puertos del estado. Recomendaciones para obras marítimas ROM 0.4-95. Acciones climáticas II. VIENTO (1995).

Capítulo 4

- BCE, Banco Central Europeo.
- BOE número 126 del 26 de mayo de 2007.
- *Danish Wind Industry Association*, http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wres/guidep.htm
- Deloitte. "Estudio macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España"
- ESPAÑA. "Real Decreto 611/2007, del 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial". Boletín Oficial del Estado.
- ESPAÑA. "Real Decreto 1777/2004, del 30 de Julio, por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto sobre Sociedades". Boletín oficial del Estado.
- ICO, Instituto de crédito Oficial. Ministerio de economía y competitividad.
- Instituto Nacional de Estadística, INE.
- Red Eléctrica Española, REE.

Anexo I

- AEE, Asociación Empresarial Eólica. “Marco Normativo”.
- APPA, Asociación de Productores de Energías Renovables.
- ESPAÑA. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. *Boletín Oficial del Estado*. “Regulación de los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”
- ESPAÑA. “Real Decreto 1.8028/2.007, de 20 de Julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial”. Publicación en el Boletín Oficial del Estado, número 183.
- EWEA, European Association Wind Energy. “Policy issues”.

Anexo II

- J.F Manwell, J.G. McGowan y A. L. Rogers. “Wind Energy Explained. Theory, Design and Application”
- Erik L. Petersen, Niels G. Mortensen, Lars Landberg, Jorgen Hojstrup y Helmut P. Frank; Departamento de Energía Eólica y Física de la Atmósfera, el Laboratorio Nacional Riso, PO Box 49, Frederiksborgvej 399, DK-4000 Roskilde, Dinamarca. “Wind Power Meteorology. Part II: Siting and Models”.

Anexo III

- A. Serrano, A. Punzón, O. Tello. “Estrategias Marinas: Evaluación inicial, buen estado ambiental y objetivos ambientales”. Madrid 2012.

Anexo IV

- Puertos del Estado